



Уральский
федеральный
университет

имени первого Президента
России Б.Н.Ельцина

Уральский
энергетический
институт

РАСЧЕТЫ ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Учебное пособие

Министерство образования и науки Российской Федерации

Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

РАСЧЕТЫ ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Рекомендовано методическим советом
Уральского федерального университета
в качестве **учебного пособия** для студентов вуза,
обучающихся по направлению
13.04.02 — Электроэнергетика и электротехника

Екатеринбург
Издательство Уральского университета
2017

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.279-022.85я73
Р24

Авторы: С. А. Ерошенко, А. О. Егоров, В. О. Самойленко, А. И. Хальясмаа

Рецензенты: заместитель технического директора, канд. техн. наук *К. А. Никишин* (филиал ОАО «НТЦ ЕЭС» «Технологии автоматического управления»); заместитель главного диспетчера по режимам *А. В. Юдин* (филиал АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление Урала»)

Научный редактор — доц., канд. техн. наук *А. А. Суворов*

Расчеты допустимых перетоков мощности в энергосистемах :

Р24 учебное пособие / С. А. Ерошенко, А. О. Егоров, В. О. Самойленко, А. И. Хальясмаа. — Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2017. — 86, [2] с.

ISBN 978-5-7996-1994-7

Учебное пособие предназначено для изучения способов расчетов допустимых перетоков мощности в реальных электроэнергетических системах 110 кВ и выше в соответствии с действующими нормативно-техническими документами, регламентирующими задачи и функции оперативно-диспетчерского управления. В первой главе пособия рассматриваются основные критерии допустимости электрического режима, факторы, влияющие на пропускную способность электрической сети и типовые схемы, вводится понятие утяжеления электрического режима. Во второй главе описаны практические приемы расчёта допустимых перетоков в сетях с использованием современных программных комплексов расчёта установившихся режимов на примере крупной электроэнергетической системы.

Библиогр.: 8 назв. Табл. 9. Рис. 47. Прил. 2.

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.279-022.85я73

ISBN 978-5-7996-1994-7

© Уральский федеральный
университет, 2017

Используемые сокращения

АДП — аварийно допустимый переток.
АЛАР — автоматика ликвидации асинхронного режима.
АОПО — автоматика ограничения перегрузки оборудования.
АОСН — автоматика ограничения снижения напряжения.
АПНУ — автоматика предотвращения нарушения устойчивости.
АРВ — автоматическое регулирование возбуждения.
АРЛ — автоматика разгрузки линии.
АЭС — атомная электростанция.
ДЦ — диспетчерский центр.
ЕЭС — Единая энергетическая система.
КБ — конденсационная батарея.
КС — контролируемое сечение.
МДП — максимально допустимый переток.
ОГ — ограничение генерации.
ОДУ — объединенное диспетчерское управление.
ОЗ — операционная зона.
ОИК — оперативно информационный комплекс.
ОН — ограничение нагрузки.
ОС — опасное сечение.
ПА — противоаварийная автоматика.
ПАР — послеаварийный режим.
РАС — регистратор аварийных событий.
РДУ — региональное диспетчерское управление.
РЗА — релейная защита и автоматика.

СО ЕЭС — системный оператор Единой энергетической системы.

УВ — управляющее воздействие.

УПАСК — устройство передачи аварийных сигналов и команд.

УСПД — устройство сбора и передачи данных.

ЦДУ — центральное диспетчерское управление.

ЦСПА — централизованная система противоаварийной автоматики.

ШР — шунтирующий реактор.

ЭЦК — электрический центр качаний.

Термины и определения

Термины и определения, представленные в данном разделе, приняты в соответствии с действующей нормативно-технической документацией в сфере электроэнергетики, в том числе согласно СТО 59012820.29.240.007—2008 «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем» [1], СО 153—34.20.576—2003 «Методические указания по устойчивости энергосистем» [3].

Аварийно допустимый переток активной мощности — наибольший переток активной мощности в контролируемом сечении, определяемый диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, обеспечивающий допустимые параметры электроэнергетического режима в нормальной (ремонтной) схеме.

Аварийный режим энергосистемы — режим энергосистемы с параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов, возникновение и длительное существование которого представляет недопустимую угрозу для жизни людей, повреждает оборудование и ведет к ограничению подачи электрической и тепловой энергии в значительном объеме.

Вынужденный переток активной мощности — переток активной мощности в сечении, обусловленный необходимостью предотвращения или уменьшения ограничений потребителей, потери гидроресурсов, при необходимости строгой экономии отдельных видов энергоресурсов, неблагоприятном наложении плановых и аварийных ремонтов основного оборудования электростанций и сети, а также в режимах

минимума нагрузки при невозможности уменьшения перетока из-за недостаточной маневренности АЭС (наибольший допустимый переток называется *аварийно допустимым*).

Вынужденный режим энергосистемы — режим энергосистемы с фактическим превышением перетоков мощности в контролируемом сечении максимально допустимого значения, но без превышения аварийно допустимого значения.

Динамическая устойчивость энергосистемы — способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после значительных возмущений без перехода в асинхронный режим.

Диспетчерский график — задание по мощности, выработке, передаче, потреблению энергии, величине резерва мощности, доведенное субъектом оперативно-диспетчерского управления до субъекта электроэнергетики.

Единая энергосистема России — основной объект электроэнергетики страны, представляющий собой комплекс электростанций и электрических сетей, объединенных общим режимом и единым централизованным диспетчерским управлением.

Запас устойчивости — показатель, количественно характеризующий удаленность значений параметров режима энергосистемы от их значений в предельном по устойчивости режиме.

Контрольные пункты сети — выделенные в каждой операционной зоне подстанции и электростанции, на шинах которых напряжение должно поддерживаться в соответствии с утвержденными графиками в функции времени или в зависимости от параметров режима и состава включенного оборудования. В группу Контрольных пунктов должны включаться подстанции и электростанции с наибольшим влиянием на устойчивость нагрузки, параллельной работы электростанций, частей синхронной зоны и на потери электроэнергии в операционной зоне.

Контролируемое сечение — один или несколько элементов одной или нескольких связей, перетоки мощности в которых контролируются и/или регулируются диспетчером соответствующего диспетчерского центра. Максимально допустимые перетоки в сечении заданы соответствующим диспетчерским центром.

Максимально допустимый переток активной мощности — наибольший переток активной мощности в контролируемом сечении, определяемый диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского

управления в электроэнергетике, обеспечивающий допустимые параметры электроэнергетического режима в нормальной (ремонтной) схеме и в послеаварийных режимах после нормативных возмущений.

Нерегулярные колебания — колебания перетока активной мощности по сечению относительно некоторого среднего уровня или относительно некоторого значения, заданного диспетчерским персоналом.

Нормальный режим энергосистемы — режим энергосистемы, при котором потребители снабжаются электрической энергией, а значения технических параметров режима энергосистемы и оборудования находятся в пределах длительно допустимых значений.

Нормальная схема — состояние электрической сети, когда все сетевые элементы, определяющие устойчивость, находятся в работе.

Нормальное состояние энергосистемы — состояние энергосистемы, при котором условия ее функционирования соответствуют нормативным, отсутствуют нарушения в работе основных устройств и оборудования, параметры режима удовлетворяют всем требованиям по безопасности, надежности функционирования и качеству электроэнергии.

Нормальный переток активной мощности — переток активной мощности в сечении, не превышающий *максимально допустимый*.

Нормативное возмущение — аварийное возмущение, учет которого необходим при проверке выполнения требований к устойчивости энергосистем и при определении максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.

Обменная мощность — мощность, передаваемая по межсистемной связи, соединяющей две электроэнергетические системы.

Опасное сечение — это совокупность таких сетевых элементов, отключение которых приведет к полному разделению энергосистемы на две изолированные части.

Операционная зона — территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр.

Послеаварийный режим энергосистемы — режим, в котором энергосистема находится после локализации аварии до установления нормального или вынужденного режима. Послеаварийный режим характеризуется сниженными требованиями к параметрам режима, по сравнению с требованиями к нормальному режиму. Продолжи-

тельность нормализации послеаварийного режима ограничена 20 мин. Превышение указанного времени означает переход к работе в вынужденном режиме.

Предельный режим — установившийся режим работы энергетической системы, при небольшом изменении параметров которого нарушается ее устойчивость.

Релейная защита и автоматика — релейная защита, сетевая автоматика, противоаварийная автоматика, режимная автоматика, регистраторы аварийных событий и процессов и технологическая автоматика объектов электроэнергетики.

Ремонтная схема — состояние электрической сети, при котором из-за отключения одного или нескольких элементов электрической сети (а при эксплуатации — также из-за отключенного состояния устройств противоаварийной автоматики) уменьшен максимально допустимый переток в каком-либо сечении.

Связь — последовательность элементов электрической сети (линии электропередачи, трансформаторы, системы (секции) шин, коммутационные аппараты), соединяющих две части энергосистемы.

Сечение — совокупность сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых приводит к полному разделению энергосистемы на две изолированные части.

Статическая устойчивость энергосистемы — способность энергосистемы возвращаться к исходному (или близкому к нему) установившемуся режиму после малых возмущений.

Статическая устойчивость нагрузки — способность асинхронной машины возвращаться в исходный режим после малого возмущения со стороны сети или вала.

Центральное диспетчерское управление — главный диспетчерский центр Системного оператора, являющийся вышестоящим по отношению к другим диспетчерским центрам.

Частичное сечение — совокупность сетевых элементов (часть сечения), отключение которых не приводит к делению энергосистемы на две изолированные части.

Утяжеление электрического режима — пошаговое изменение мощности электростанций и электрических нагрузок в различных частях математической модели энергосистемы, сопровождающееся расчетом электроэнергетического режима на каждом шаге и направленное на получение предельного режима.

Условные обозначения

$K_{\text{зап}}$ — коэффициент запаса статической (апериодической) устойчивости по активной мощности.

K_U — коэффициент запаса статической (апериодической) устойчивости по напряжению.

$K_{\text{п/ав}}$ — доля перетока активной мощности в сечении в послеаварийном режиме относительно перетока в нормальном режиме.

$U_{\text{кр}}$ — критическое напряжение, соответствующее границе статической устойчивости электродвигателей.

$U_{\text{доп}}$ — допустимое напряжение в узле нагрузки в нормальном режиме.

$U_{\text{п/ав}}^{\text{доп}}$ — допустимое напряжение в узле нагрузки в послеаварийном режиме.

$I_{\text{доп}}$ — допустимая токовая нагрузка линий электропередачи и электросетевого оборудования в нормальном режиме (длительно-допустимая токовая нагрузка).

$I_{\text{п/ав}}^{\text{доп}}$ — допустимая токовая нагрузка линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийном режиме (аварийно-допустимая токовая нагрузка).

$\Delta P_{\text{нк}}$ — амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в сечении.

$\Delta P_{\text{па}}$ — приращение допустимого перетока активной мощности в сечении за счет реализации управляющих воздействий от устройств и комплексов противоаварийной автоматики.

$P_{\text{доп}}$ — переток активной мощности в сечении, соответствующий од-

ному из критериев, описанных в Методических указаниях по устойчивости энергосистем.

$P_{п/ав}$ — переток активной мощности в сечении в послеаварийном режиме.

$P_{д/ав}$ — переток активной мощности в сечении в доаварийном режиме.

$P_{пред}$ — предельный по статической аperiodической устойчивости переток активной мощности в нормальном режиме.

$P_{п/ав}^{пред}$ — предельный по статической аperiodической устойчивости переток активной мощности в послеаварийном режиме.

$P_{дин}^{пред}$ — переток активной мощности в нормальном режиме, при котором сохраняется динамическая устойчивость при нормативных возмущениях.

$P(U_{доп})$ — переток активной мощности в нормальном режиме, соответствующий 10 % или 15 % запасу по напряжению в нормальном режиме.

$P_{д/ав}(U_{п/ав}^{доп})$ — переток активной мощности в доаварийном режиме, соответствующий 10 % запасу по напряжению в послеаварийном режиме.

$P_{п/ав}(U_{п/ав}^{доп})$ — переток активной мощности в послеаварийном режиме, соответствующий 10 % запасу по напряжению в послеаварийном режиме.

$P_{д/ав}(U_{доп})$ — переток активной мощности в сечении в доаварийном режиме, соответствующий 8 % запасу по статической аperiodической устойчивости в послеаварийном режиме после нормативного возмущения.

$P(I_{доп})$ — переток активной мощности в нормальном режиме, при котором отсутствуют недопустимые перегрузки линий электропередачи и оборудования в нормальном режиме.

$P_{д/ав}(I_{п/ав}^{доп})$ — переток активной мощности в доаварийном режиме, при котором отсутствуют недопустимые перегрузки линий электропередачи и оборудования в послеаварийном режиме.

$P_{п/ав}(I_{п/ав}^{доп})$ — переток активной мощности в послеаварийном режиме, при котором отсутствуют недопустимые перегрузки линий электропередачи и оборудования в послеаварийном режиме.

Введение

Данное учебное пособие освещает широкий круг вопросов, связанных с расчетами *электроэнергетических режимов* работы и энергосистем, что является одной из приоритетных задач диспетчерского управления ЕЭС России.

В первых разделах пособия особое внимание уделяется задачам и принципам организации диспетчерского управления, классификации и описанию критериев допустимости электроэнергетических режимов. Теоретический материал сопровождается характерными примерами, анализом режимов и, при необходимости, математическим описанием физических процессов, происходящих в энергосистеме.

В пособии приводится описание схем типовых фрагментов системобразующих электрических сетей по условиям обеспечения устойчивости электрического режима и основных факторов, приводящих к нарушению устойчивости.

Принципы определения области допустимых режимов, представленные в настоящем пособии, соответствуют современным нормативно-техническим документам в области диспетчерского управления, в том числе Методическим указаниям по устойчивости энергосистем (СО 153-34.20.576–2003).

Вторая часть учебного пособия освещает практические вопросы расчетов допустимых перетоков мощности в энергосистемах: описание функциональных возможностей и принципов работы в современном программном комплексе *RastrWin3*, предназначенном для решения задач расчета электроэнергетических режимов. В качестве примера приводится пошаговое описание расчетов для реальной электроэнергетической системы.

ГЛАВА 1. Теоретические основы расчетов статической устойчивости

1.1. Задачи и организация диспетчерского управления энергосистем

Оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах осуществляется посредством непрерывного управления взаимосвязанными режимами работы объектов электроэнергетики.

Принципы оперативно-диспетчерского управления [4]:

- обеспечение баланса электрической энергии;
- обеспечение безопасного функционирования электроэнергетики и предотвращение возникновения аварийных ситуаций;
- обеспечение в Единой энергетической системе России (далее — ЕЭС России) нормированного резерва энергетических мощностей;
- долгосрочное и краткосрочное прогнозирование электроэнергетического режима;
- экономическая эффективность оперативных диспетчерских команд и распоряжений;
- юридическая ответственность субъектов оперативно-диспетчерского управления и их должностных лиц перед субъектами оптового и розничных рынков.

Основные *функции* оперативно-диспетчерского управления [4]:

- обеспечение надежности функционирования ЕЭС России и качества электрической энергии;
- управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики;
- прогнозирование объема производства и потребления, участие в процессе формирования резерва энергетических мощностей;
- разработка технологических схем и программ развития ЕЭС России и участие в их реализации;
- согласование процесса вывода в ремонт и из эксплуатации объектов электроэнергетики, а также ввода их после ремонта в эксплуатацию;
- разработка суточных графиков работы электростанций и электрических сетей ЕЭС России;
- регулирование частоты электрического тока и перетоков мощности, обеспечение функционирования устройств противоаварийной и режимной автоматики;
- управление режимами параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС иностранных государств.

Управление электрическим режимом Единой энергосистемы осуществляется несколькими субъектами диспетчерского управления, формирующими нисходящую иерархическую структуру.



Рис. 1. Иерархия Системного оператора

Зона ответственности *вышестоящего субъекта* оперативно-диспетчерского управления включает зоны других субъектов, которые являются нижестоящими по отношению к нему по уровню иерархии. В ЕЭС России вышестоящим субъектом оперативно-диспетчерского управления является Системный оператор.



Рис. 2. Структура Системного оператора

Перечень объектов диспетчеризации диспетчерского центра:

- оборудование электростанций;
- тепловые и электрические сети;
- устройства релейной защиты и автоматики;
- устройства автоматического регулирования частоты и мощности в энергосистеме;
- средства оперативно-диспетчерского и технологического управления;
- оперативно-информационные комплексы (ОИК диспетчера);
- и др.

Системный оператор координирует составление владельцами оборудования годовых планов ремонта, определяя возможность работы энергосистемы с допустимыми параметрами при отключении и включении оборудования. При месячной корректировке план уточняется в зависимости от фактического и прогнозируемого электроэнергетического режима. Окончательное решение о возможности отключения оборудования для проведения ремонта принимается на этапе составления суточного диспетчерского графика.

Завершающим этапом процесса планирования режимов является *суточный диспетчерский график* — основной инструмент управления энергосистемой.

Основой обеспечения надежного диспетчерского управления и выполнения основных задач планирования электроэнергетических режимов на всех этапах является определение области допустимых параметров электроэнергетического режима энергосистемы.

1.2. Общие сведения и задачи расчета статической устойчивости и критерии допустимости электрического режима

Под устойчивостью понимают свойство системы возвращаться к первоначальному состоянию после прекращения малого возмущения. Обеспечение устойчивой работы является одним из основных требований, предъявляемых к электроэнергетической системе, оно определяет ее работоспособность, являясь базисным условием существования установившегося режима работы энергосистемы.

Нарушение статической устойчивости в энергосистеме имеет различный характер.

1. Апериодическое нарушение устойчивости («сползание»).

В данном случае отклонения параметров электрического режима, соответствующих положению равновесия (устойчивой работе), возрастают монотонно.

Апериодическое нарушение устойчивости может происходить при превышении предела передачи обменной мощности по линиям электропередач. В этом случае, вследствие невозможности передачи электроэнергии из избыточной энергосистемы в дефицитную, генераторы избыточной системы начинают ускоряться, а генераторы дефицитной системы — тормозиться.

2. Колебательное нарушение устойчивости («самораскачивание»).

В данном случае отклонения параметров электрического режима от их значений, соответствующих положению равновесия (устойчивой работе), возрастают периодически, приводя к нарушению устойчивости.

Колебательное нарушение устойчивости происходит в основном вследствие неудовлетворительной настройки АРВ (эффект перерегу-

лирования). То есть при отклонении напряжения на шинах генератора на небольшую величину действие АРВ приводит к более значительному отклонению напряжения в другую сторону. Таким образом, колебания будут нарастать, и, достигнув максимума угловой характеристики, генератор выйдет из синхронизма.

Среди основных случаев нарушения статической устойчивости выделяют:

- *лавину напряжения* — аperiodическое нарушение, при котором происходит лавинообразное снижение напряжения в электроэнергетической системе в целом или в ее отдельных частях из-за возникновения небаланса реактивной мощности;
- *лавину частоты* — аperiodическое нарушение, при котором происходит лавинообразное снижение частоты в электроэнергетической энергосистеме (или в ее отделившихся или работающих несинхронно частях) из-за нарушения баланса активной мощности;
- *самовозбуждение* — разновидность электромагнитного нарушения устойчивости режима электрической системы, в которой имеются значительные емкостные элементы; при этом происходит рост напряжений и токов в энергосистеме в целом или в отдельных ее элементах. Данный вид неустойчивости вызван параметрическим резонансом в электрических контурах, содержащих емкостные сопротивления линий электропередачи и компенсирующих устройств, а также индуктивные сопротивления электрических машин и электрической сети. Этот вид нарушения устойчивости может быть как аperiodическим («синхронное самовозбуждение»), так и периодическим («асинхронное самовозбуждение»);
- *самораскачивание* — периодическое нарушение устойчивости энергосистемы при больших активных сопротивлениях элементов энергосистемы в режимах минимальных нагрузок. В энергосистеме такой режим может возникнуть при резком изменении конфигурации электрической схемы (объединение двух систем, присоединение новой линии электропередачи, включение промежуточных систем и т. д.) вблизи электростанций, у которых имеется тенденция к самораскачиванию. Такие электростанции характеризуются большой удаленностью, небольшими запасами по устойчивости и режимами ра-

боты генераторов при углах δ , близких к девяноста градусам, а также ухудшенными параметрами генераторов (высокими реактивными сопротивлениями, малыми постоянными инерциями) или сложностями при настройке автоматических регуляторов возбуждения.

Одним из основных инструментов анализа статической аperiodической устойчивости энергосистемы является анализ перетоков мощности по линиям электропередачи в сечениях. Под сечением понимается совокупность электросетевых элементов (трансформаторов, линий электропередачи), осуществляющих связь двух частей энергосистемы между собой или электростанции с энергосистемой. Сечением может являться как одиночная линия электропередачи (рис. 3), так и группа линий и трансформаторов.

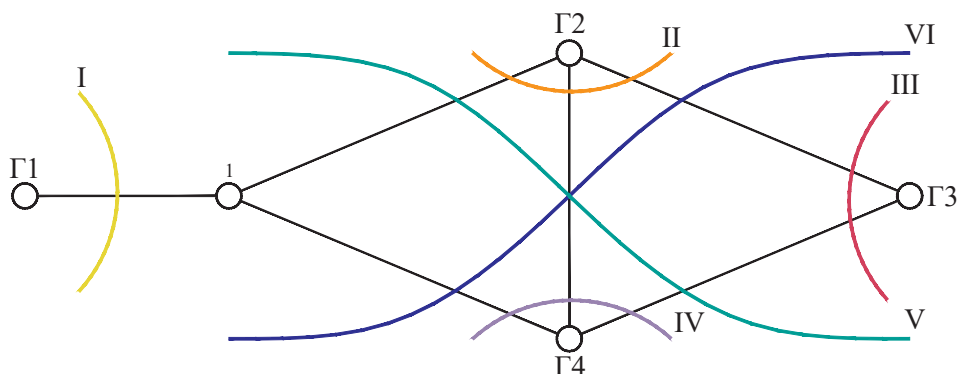


Рис. 3. Примеры сечений в энергосистеме

Расчет пределов статической аperiodической устойчивости энергосистем представляет собой часть более общей задачи определения допустимой области параметров режима. При этом рассматриваются такие факторы, как обеспечение запаса по статической аperiodической устойчивости, учет имеющихся ограничений по критерию динамической устойчивости, технологические ограничения электрического оборудования и систем автоматического управления и другие факторы, обусловленные индивидуальными условиями эксплуатации конкретной энергосистемы.

Исходя из требований к обеспечению устойчивой работы, схемы электрической сети подразделяются на *нормальные*, когда все сетевые

элементы, определяющие устойчивость, находятся в работе, и *ремонтные*, когда из-за отключения элементов электрической сети уменьшен допустимый переток в рассматриваемом сечении (рис. 4).

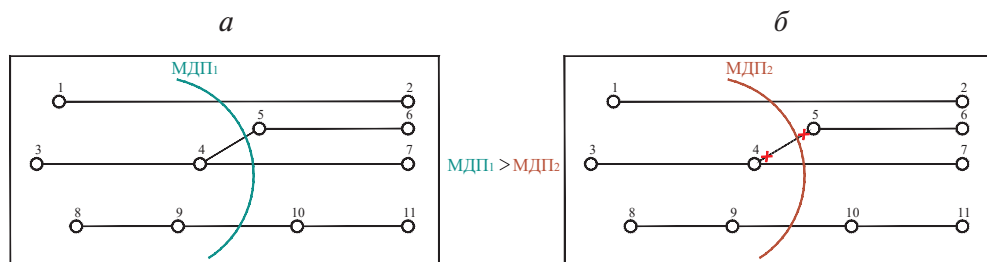


Рис. 4. Классификация схем энергосистемы:

а — нормальная схема; б — ремонтная схема

В эксплуатации перетоки мощности в сечениях разделяют на *нормальные* и *вынужденные*. В первом случае наибольшие допустимые перетоки называются «максимально допустимыми», а во втором — «аварийно допустимыми».

Учитывая вероятностный характер электрической нагрузки энергосистемы, при ведении электрического режима должен быть обеспечен необходимый запас статической устойчивости, который определяется в виде коэффициента запаса K_p [3]:

$$K_p = \frac{P_{\text{пр}} - (P - \Delta P_{\text{нк}})}{P_{\text{пр}}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{пр}}$ — предел перетока активной мощности в сечении по условию статической устойчивости; P — переток активной мощности в сечении для рассматриваемого режима, $P > 0$; $\Delta P_{\text{нк}}$ — амплитуда нерегулярных колебаний перетока активной мощности в сечении (допускается, что при наличии нерегулярных колебаний переток изменяется в диапазоне $P \pm \Delta P_{\text{нк}}$).

Коэффициент запаса по напряжению K_U относится к узлам нагрузки и определяется по формуле [3]

$$K_U = \frac{U - U_{\text{кр}}}{U}, \quad (2)$$

где U — значение напряжения в узле для рассматриваемого режима энергосистемы; $U_{\text{кр}}$ — критическое напряжение в узле, которое соответствует границе устойчивой работы электродвигателей.

В узлах нагрузки 110 кВ и выше критическое напряжение принимается равным $0,7 U_{\text{ном}}$ при отсутствии более точной информации.

При эксплуатации энергосистем в нормальных схемах должны обеспечиваться запасы [3]:

- статической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении — *не менее 0,20*;
- статической устойчивости по напряжению во всех узлах нагрузки — *не менее 0,15*.

Запас статической устойчивости по напряжению в режимном управлении энергосистемой оценивается для обеспечения устойчивости двигательной нагрузки. Мониторинг обеспечения запасов устойчивости по напряжению осуществляется по значениям напряжения в узлах энергосистемы, которые оказывают наибольшее влияние на устойчивость двигательной нагрузки, синхронной работы электрических станций, частей синхронной зоны и на потери электроэнергии (*контрольные пункты сети*). Мониторинг обеспечения запасов устойчивости по активной мощности осуществляется по допустимой величине активной мощности в *контролируемом сечении*.

В наиболее тяжелых режимах энергосистемы в случае, если увеличение перетоков по линиям электропередачи позволяет снизить объем ограничений потребителей или потери гидроресурсов, допускается снижение запасов:

- статической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении — *не менее 0,08*;
- статической устойчивости по напряжению во всех узлах нагрузки в послеаварийных режимах — *не менее 0,10*.

В кратковременных послеаварийных режимах (длительностью до 20 минут) при нормативных возмущениях, пока диспетчер энергосистемы принимает меры для снижения перетоков мощности до величин, соответствующим запасам устойчивости в нормальном режиме, должны обеспечиваться запасы [3]:

- статической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении — *не менее 0,08*;
- статической устойчивости по напряжению во всех узлах нагрузки — *не менее 0,10*.

Данные по нормативным запасам по статической устойчивости и по напряжению сведены в таблицу 1.

Таблица 1

Нормируемые коэффициенты запаса устойчивости энергосистем

Наименование режима	Нормальный режим, %	Утяжеленный режим, %	Вынужденный режим, %
Запас по активной мощности, %	20 % Р	8 % Р	8 % Р
Запас по напряжению, %	15 % U	10 % U	10 % U

Устойчивость может не обеспечиваться в следующих ситуациях [3]:

- при возникновении более тяжелых возмущений, чем нормативные, для заданных схемно-режимных условий;
- если при возникновении возмущения, которое приводит к ослаблению рассматриваемого сечения, предел статической устойчивости в сечении меньше или равен утроенной амплитуде нерегулярных колебаний или снижается более, чем на 70 %;
- если аварийный небаланс мощности, возникший в результате аварийной ситуации, приводит к увеличению передаваемой мощности в сечении, превышающем 50 % от предела статической устойчивости в рассматриваемом сечении.

В случае несохранения устойчивости энергосистемы деление по какому-либо сечению не должно приводить к каскадной аварии при корректной работе противоаварийной автоматики или к полному погашению дефицитной системы из-за недостаточного объема действия АЧР.

Увеличение запаса устойчивости позволяет уменьшить количество нарушений и связанных с ними аварийных ситуаций в энергосистеме. Однако увеличение запасов устойчивости приводит к недоиспользованию пропускной способности электрической сети и увеличению затрат на строительство новых электросетевых объектов.

Нормирование запасов устойчивости должно базироваться на анализе масштаба возможных аварий, вызванных нарушением устойчивости. Необходимо учитывать объемы отключений мощности на электрических станциях и у потребителей, объемы недоотпуска электроэнергии, время ликвидации аварийных ситуаций и другие критерии.

Из-за существенной разницы в длительности перерывов электроснабжения потребителей в различных отраслях промышленности проведение такого анализа требует большого количества статистической информации об экономическом ущербе. Ввиду отсутствия таких дан-

ных в настоящее время нормативные величины запасов статической устойчивости основываются на опыте эксплуатации.

По условиям устойчивости электроэнергетической системы не только нормируются коэффициенты запаса по статической устойчивости и по напряжению, но и устанавливаются группы нормативных возмущений (табл. 2 и 3), при которых должны обеспечиваться динамическая устойчивость и нормируемые коэффициенты запаса в послеаварийных режимах [3].

Нормативное возмущение — наиболее тяжелое аварийное возмущение, учет которого необходим при оценке выполнения требований к устойчивости энергосистем [3].

Таблица 2

Короткое замыкание с отключением элементов сети

Возмущения	Группы нормативных возмущений в сетях с ном. напряжением, кВ			
	110–220	330–500	750	1150
1	2	3	4	5
КЗ на сетевом элементе, кроме системы (секции) шин:				
Отключение сетевого элемента основными ¹ защитами при однофазном КЗ с успешным АПВ (для сетей 330 кВ и выше — ОАПВ, 110–220 кВ — ТАПВ)	I	I	I	I
То же, но с неуспешным АПВ ²	I	I	I ³ , II	II
Отключение сетевого элемента основными защитами при трехфазном КЗ с успешным и неуспешным АПВ ²	II	—	—	—
Отключение сетевого элемента резервными защитами при однофазном КЗ с успешным и неуспешным АПВ ²	II	—	—	—
Отключение сетевого элемента основными защитами при двухфазном КЗ с успешным и неуспешным АПВ ²	—	II	III	III
Отключение сетевого элемента действием УРОВ при однофазном КЗ с отказом одного выключателя ⁴	II	III	III	III
То же, но при двухфазном КЗ на землю	—	III	III	—
То же, но при трехфазном КЗ	III	—	—	—

Окончание табл. 2

1	2	3	4	5
КЗ на системе (секции) шин:				
Отключение СШ с однофазным КЗ, не связанное с разрывом связей между узлами сети	I	I	II	II
То же, но с разрывом связей	III	III	—	—

Примечания:

¹ Или резервными защитами с не меньшим быстродействием.

² При обеспечении автоматического запрета АПВ в случае непогасания дуги неуспешное АПВ может не рассматриваться.

³ На связи АЭС с энергосистемой.

⁴ При этом учитываются отключения всех сетевых элементов (включая СШ), связанных с отключением смежных выключателей.

Кроме того, в перечень нормативных возмущений входит возникновение аварийного небаланса мощности, то есть внезапное отключение одного или нескольких блоков станции. Распределение данных возмущений по группам представлено в таблице 3 [3].

Таблица 3

**Скачкообразный аварийный небаланс активной мощности.
Распределение по группам возмущений**

Значение аварийного небаланса мощности	Группа нормативных возмущений
Мощность генератора или блока генераторов, подключенных к сети общими выключателями Мощность двух генераторов АЭС, подключенных к одному реакторному блоку	II
Мощность, подключенная к одной секции (системе) шин или РУ одного класса напряжения электростанции	III*

Примечание:

* Аварийные небалансы группы III относятся к случаю, когда рассматривается устойчивость параллельной работы по связям между ОЭС, и учитываются, если их возникновение возможно при возмущениях, указанных в табл. 2.

В группу III также включаются:

1) *одновременное отключение двух ВЛ*, расположенных в общем коридоре более, чем на половине длины более короткой линии, в резуль-

тате возмущения группы I в соответствии с табл. 2 (под ВЛ, расположенными в общем коридоре, понимаются двухцепные ЛЭП);

2) возмущения групп I и II с отключением элемента сети или генератора, которые, вследствие ремонта одного из выключателей, приводят к отключению другого элемента сети или генератора, подключенных к тому же распределительному устройству.

Если процессы самозапуска двигателей крупного потребителя могут вызвать значительные снижения напряжения на ПС энергосистемы (более, чем на 15 %), то возмущение, приводящее к такому процессу, должно быть отнесено к возмущению группы I.

Соблюдение установленных требований к классификации нормативных возмущений и их учету при оценке выполнения требований к устойчивости необходимо для корректного определения области допустимых режимов работы энергосистем.

1.3. Предельный режим по статической устойчивости в простейшей схеме

Сети современных энергосистем представляют собой сложноразветвленные структуры с большим количеством источников питания, нагрузочных узлов и связей различных классов напряжения. С практической и методической точек зрения понимание режимных свойств таких сложных структур целесообразно начать с простейшего аналога таких систем — сеть с двумя источниками питания.

Классическим примером такой электрической сети послужит межсистемная связь, соединяющая две крупные узловых подстанции системного значения (рис. 5). Пример является идеальным случаем, где напряжения по концам передачи равны друг другу.

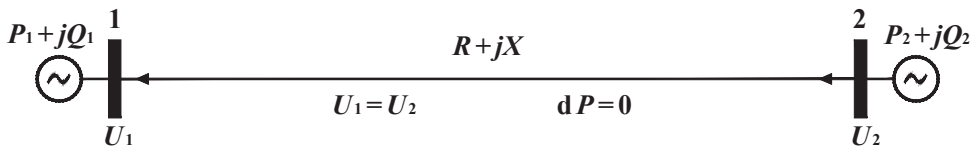


Рис. 5. Схема простейшей электрической сети с двусторонним питанием

Система интересна тем, что на ней легко показать зависимость перетока мощности по линии от угла между векторами напряжений на шинах. Предельная мощность достигается при угле, равном 90° , что видно из известного соотношения:

$$P = \frac{EU}{X_\Sigma} \sin(\delta). \quad (3)$$

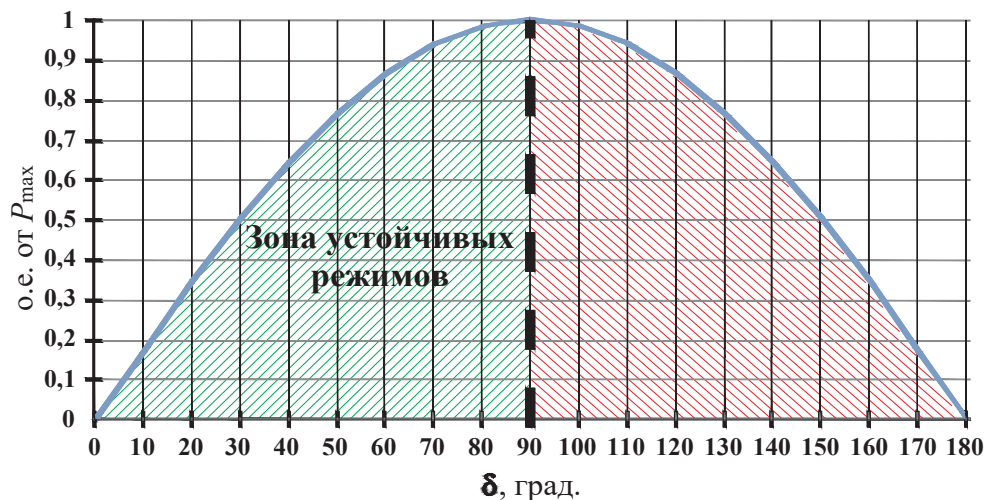


Рис. 6. Угловая характеристика. Зависимость $P(\delta)$

Режимы работы *при углах, менее 90°* , считаются статически устойчивыми. На практике, при проведении реальных расчетов по поиску предельных по статической аperiodической устойчивости режимов часто складывается ситуация, при которой в утяжеленном режиме угол в 90° остается недостижимым.

Далее рассмотрим, как изменятся предельные параметры, если вместо генератора на приемном конце линии поставить нагрузку (рис. 7) [5].

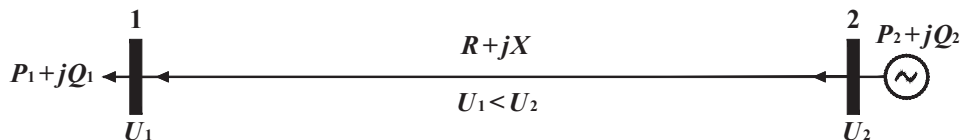


Рис. 7. Схема простейшей электрической сети с односторонним питанием

Пределные параметры должны снизиться, поскольку напряжение на приемной шине не будет поддерживаться генератором.

Получим аналитическое выражение для угла $\delta_{\text{пр}}$, при котором достигается максимальная активная мощность по линии. Питающий узел будет задан генератором бесконечной мощности с фиксированным модулем и углом 0° .

Запишем второй закон Кирхгофа для электрической сети:

$$\dot{E} = I\dot{X}_\Sigma + \dot{U}. \quad (4)$$

Далее выразим ток через мощность, который подставим в предыдущее уравнение:

$$I^* = (\dot{S}/\dot{U}), \quad \dot{E}U^* = S^* \dot{X}_\Sigma + \dot{U}U^*. \quad (5)$$

Выделим вещественную и мнимую части:

$$\begin{aligned} \dot{U} = Ve^{j\delta}, \quad EV(\cos\delta - j\sin\delta) &= (P - jQ)jX_\Sigma + V^2 \Rightarrow \\ \Rightarrow \begin{cases} P = -\frac{EV}{X_\Sigma} \sin\delta; \\ Q = \frac{EV \cos\delta - V^2}{X_\Sigma}. \end{cases} \end{aligned} \quad (6)$$

Исключим одну переменную V и введем коэффициент мощности α , в результате чего получим выражение для активной мощности в функции от угла:

$$V = -\frac{PX_\Sigma}{E \sin\delta}, \quad Q = \alpha P \Rightarrow P = -\frac{\alpha E^2 \sin^2\delta + E^2 \cos\delta \sin\delta}{X_\Sigma}. \quad (7)$$

Для того чтобы найти максимальную мощность, возьмем производную по углу:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P}{\partial \delta} &= -2\frac{\alpha E^2}{X_\Sigma} \cos\delta \sin\delta - \frac{E^2}{X_\Sigma}(\cos^2\delta - \sin^2\delta); \\ \frac{\partial P}{\partial \delta} &= \frac{E^2}{X_\Sigma}(2\alpha \cos\delta \sin\delta - \cos^2\delta + \sin^2\delta); \quad \frac{\partial P(\delta_{\text{пр}})}{\partial \delta} = 0; \\ \sin^2\delta_{\text{пр}} - 2\alpha \sin\delta_{\text{пр}} \cos\delta_{\text{пр}} - \cos^2\delta_{\text{пр}} &= 0. \end{aligned} \quad (8)$$

Для предельного угла получим выражение, которое показывает, что предельный угол зависит от отношения активной и реактивной мощности, передаваемой по линии:

$$\cos 2\delta_{\text{пр}} = \alpha \sin 2\delta_{\text{пр}} \Rightarrow \delta_{\text{пр}} = 0,5 \arctan(P/Q). \quad (9)$$

Теперь будем варьировать параметр α , обратный отношению активной и реактивной мощности, и строить зависимости активной мощности и напряжения от угла между векторами напряжений на шинах.

Семейство кривых мощности при ЭДС, равной 110 кВ, представлена на рис. 8. При нулевой реактивной мощности предельный угол по линии равен 45° .

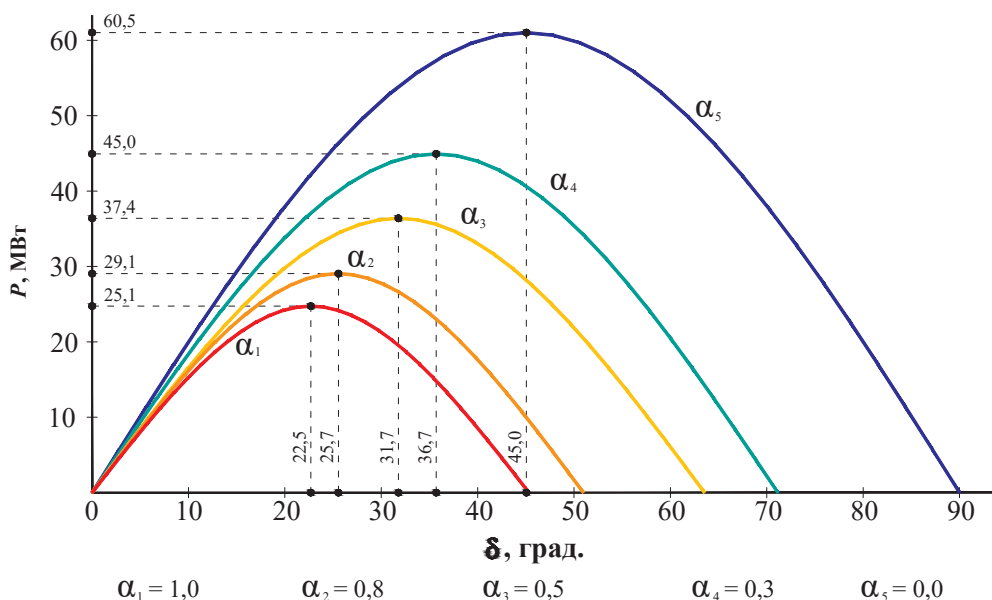


Рис. 8. Семейство угловых характеристик. Зависимость $P(\delta)$ при разных параметрах схемы

При увеличении реактивной мощности предел активной мощности по линии соответственно снижается. Зависимость предельного угла от отношения активной и реактивной мощности показывает снижение при увеличении доли реактивной мощности. Эта кривая полезна для исследования поведения напряжения на шине нагрузки. Точки, соответствующие ряду заданных отношений мощности, представлены на рис. 9.

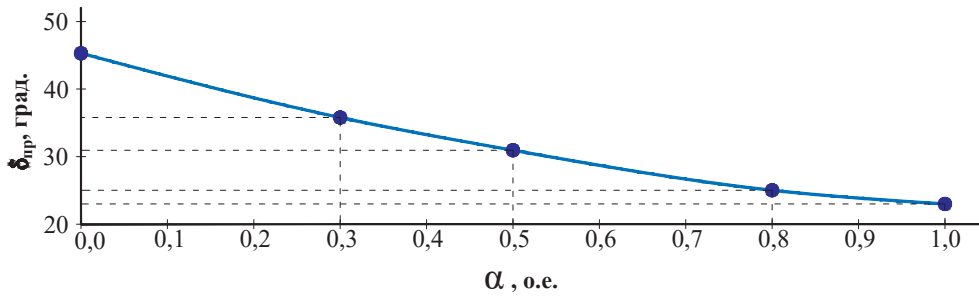


Рис. 9. Зависимость предельного угла от отношения активной мощности

1.4. Факторы, влияющие на предел передаваемой мощности: промежуточный отбор мощности, наличие устройств компенсации реактивной мощности

Реальная энергосистема спроектирована таким образом, что системообразующая сеть высшего класса напряжения имеет поперечные связи. Это шунтирующие реакторы, емкостные компенсирующие устройства, источники реактивной мощности, промежуточные подстанции с нагрузкой с локальными энергосистемами небольшой мощности. Эти объекты существенно влияют на статическую устойчивость путем увеличения или уменьшения пределов по статической устойчивости [6].

При проведении расчетов часть электрической сети, параметры которой не зависят от параметров режима, называется пассивной частью, к которой относятся элементы, замещающие линии электропередачи, силовые трансформаторы, шунтирующие и токоограничивающие реакторы, батареи конденсаторов и нагрузку. Для пассивной части схемы замещения применяются методы анализа линейных электрических цепей. Представление ЛЭП четырехполюсником будет использовано для рассмотрения межсистемной связи с включенными или отключенными дополнительными устройствами компенсации реактивных параметров.

Предположим, что проведены соответствующие преобразования, и получена Т-образная схема замещения с источниками ЭДС E_q и U (рис. 10) [6]. Определим собственные и взаимные сопротивления для полученной схемы замещения.

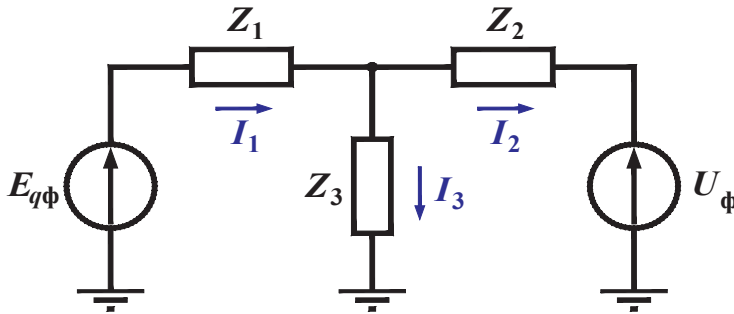


Рис. 10. Т-образная схема замещения одномашинной энергосистемы

Пользуясь методом контурных токов, запишем уравнение [6]

$$\begin{aligned} E_q &= Z_{11}I_1 + Z_{12}I_2, \\ U &= Z_{21}I_1 + Z_{22}I_2, \end{aligned} \quad (10)$$

где $Z_{11} = E_q/I_1$ и $Z_{21} = U/I_1$ при $I_2 = 0$ (питание со стороны первичных зажимов и разомкнутые вторичные), $Z_{22} = U/I_2$ и $Z_{12} = E_q/I_2$ при $I_1 = 0$ (питание со стороны вторичных зажимов, первичные разомкнуты).

В соответствии со схемой замещения, представленной выше, собственное сопротивление ветви с источником ЭДС определяется величиной силы тока в этой ветви при условии, что значение другой ЭДС равно нулю. Собственные сопротивления вычисляются как эквивалентные сопротивления относительно источников ЭДС по правилам преобразования схем замещения электрических цепей [6]:

$$\begin{aligned} Z_{11} &= Z_1 + \frac{Z_2 Z_3}{Z_2 + Z_3}; \\ Z_{22} &= Z_2 + \frac{Z_1 Z_3}{Z_1 + Z_3}. \end{aligned} \quad (11)$$

Взаимное сопротивление ветви определяется величиной силы тока в ветви с нулевым источником ЭДС под действием другого источника ЭДС. Взаимные сопротивления двух ветвей относительно друг друга (Z_{12} и Z_{21}) одинаковы. Они определяются путем преобразования звезды в треугольник [6]:

$$Z_{12} = Z_{21} = Z_1 + Z_2 + Z_1 Z_2 / Z_3. \quad (12)$$

Параметры схемы могут быть представлены полярной системой координат [6]:

$$\begin{aligned} Z_{11} &= r_{11} + jx_{11} = z_{11}e^{j\psi_{11}}; \\ Z_{22} &= r_{22} + jx_{22} = z_{22}e^{j\psi_{22}}; \\ Z_{12} &= Z_{21} = r_{12} + jx_{12} = z_{12}e^{j\psi_{12}}. \end{aligned} \quad (13)$$

Активная нагрузка [6]

Положим, чисто активная нагрузка H представлена активным сопротивлением в схеме замещения (рис. 11).

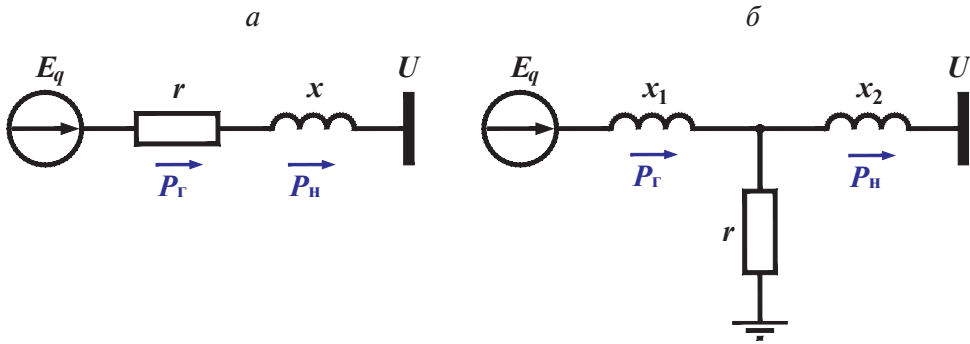


Рис. 11. Схема замещения части энергосистемы с активной нагрузкой:

а — продольное подключение нагрузки; б — поперечное подключение нагрузки

$$\begin{aligned} Z_{11} &= jx_1 + \frac{jx_1 r}{jx_1 + r} = z_{11}e^{j\psi_{11}}; \\ Z_{22} &= jx_2 + \frac{jx_1 r}{jx_1 + r} = z_{22}e^{j\psi_{22}}; \\ Z_{12} &= Z_{21} = jx_1 + jx_2 + \frac{jx_1 jx_2}{r} = j(x_1 + x_2) - \frac{x_1 x_2}{r} = z_{12}e^{j\psi_{12}}. \end{aligned} \quad (14)$$

Собственные дополняющие углы положительны: $\alpha_{11} = (90^\circ - \psi_{11}) > 0$, $\alpha_{22} = (90^\circ - \psi_{22}) > 0$. Аргумент ψ_{12} взаимных сопротивлений Z_{12} , Z_{22} находится в интервале от 90° до 180° . Тогда дополняющий угол $\alpha_{12} = (90^\circ - \psi_{12}) < 0$.

На рис. 12 изображены угловые характеристики электропередачи $P_r(\delta)$, $P_H(\delta)$, построенные по следующим выражениям:

$$\begin{aligned} P_r &= P_{11} + P_{12} \sin(\delta - \alpha_{12}); \\ P_H &= -P_{22} + P_{12} \sin(\delta + \alpha_{12}). \end{aligned} \quad (15)$$

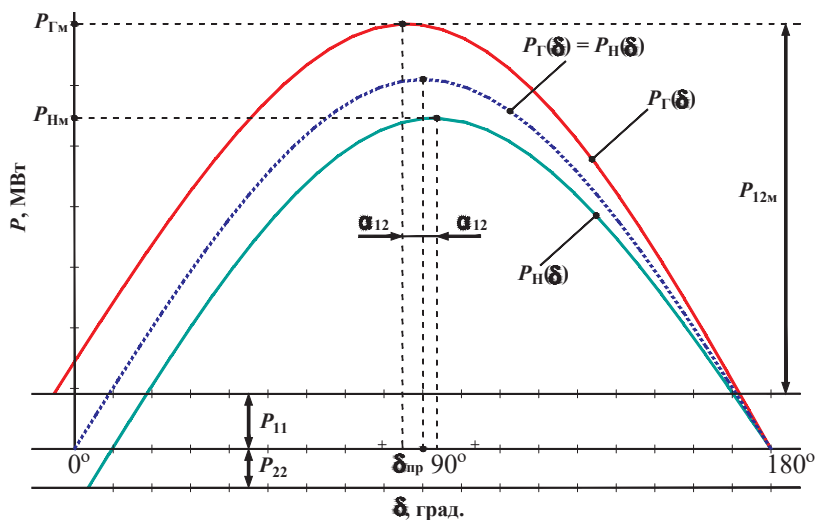


Рис. 12. Подключение поперечного активного сопротивления, угловые характеристики $P_G(\delta)$, $P_H(\delta)$

При подключении активной нагрузки в точке между началом и концом линии электропередачи максимальное значение угловой характеристики $P_G(\delta)$ смещается относительно угла 90° влево на угол $\alpha_{12} < 0$, а максимальное значение угловой характеристики $P_H(\delta)$ смещается вправо на аналогичный угол. Обратная ситуация наблюдается при последовательном включении активного сопротивления (рис. 13).

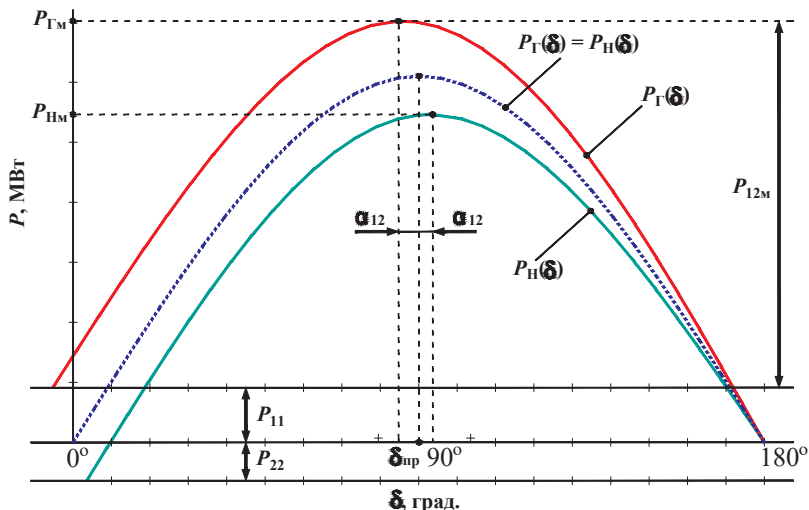


Рис. 13. Подключение продольного активного сопротивления, угловые характеристики $P_G(\delta)$, $P_H(\delta)$

Подключение активной нагрузки к линии представляет собой промежуточный отбор мощности $P_r(\delta)$. Его можно рассчитать как разность мощностей $P_r(\delta) - P_n(\delta)$, которая зависит от угла. Это приводит к увеличению предела по статической устойчивости генератора, но при этом одновременно уменьшаются возможности по передаче мощности в приемную энергосистему.

Шунтирующий реактор [6]

Шунтирующие реакторы (ШР) применяются в электрических сетях высокого напряжения для компенсации избытков реактивной мощности, вырабатываемой высоковольтными линиями электропередачи. Реакторы, как правило, подключаются на концах линий электропередач для предотвращения перенапряжений при коммутациях. В ряде случаев реакторы подключаются к шинам высшего напряжения подстанций и электростанций.

Подключение ШР в схеме замещения представляет собой дополнительное поперечное индуктивное сопротивление (рис. 14), что соответствующим образом отражается на параметрах Z_{11} , Z_{22} и Z_{12} .

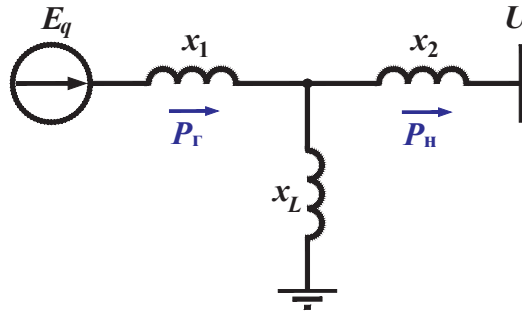


Рис. 14. Энергосистема с шунтирующим реактором: схема замещения

Допустим, шунтирующий реактор представляет собой чисто индуктивное сопротивление, тогда исходные и обобщенные параметры не содержат вещественных частей:

$$\begin{aligned} Z_1 &= jx_1, Z_2 = jx_2, Z_3 = jx_L, \\ Z_{11} &= jx_{11}, Z_{22} = jx_{22}, Z_{12} = jx_{12}. \end{aligned} \quad (16)$$

Из-за отсутствия вещественной части дополняющие углы α_{11} , α_{22} , α_{12} равны нулю, а выражения для мощностей $P_r(\delta)$ и $P_n(\delta)$ совпадают друг с другом и могут быть представлены следующим образом:

$$P_T = P_H = P_M \sin \delta. \quad (17)$$

Если ШР включен, индуктивное сопротивление реактора x_L оказывает влияние на параметры Z_{12} и P_M :

$$Z_{12} = jx_{12} = jx_1 + jx_2 + \frac{jx_1 jx_2}{jx_L} = j(jx_{12} + \Delta x_L), \quad (18)$$

$$\text{где } \Delta x_L = \frac{x_1 x_2}{x_L}, \quad P_M = \frac{E_q U}{x_{12}} = \frac{E_q U}{x_{12} + x_L}. \quad (19)$$

Поскольку $x_{12} > x_{12}' \Rightarrow P_M < P_M'$ (рис. 15).

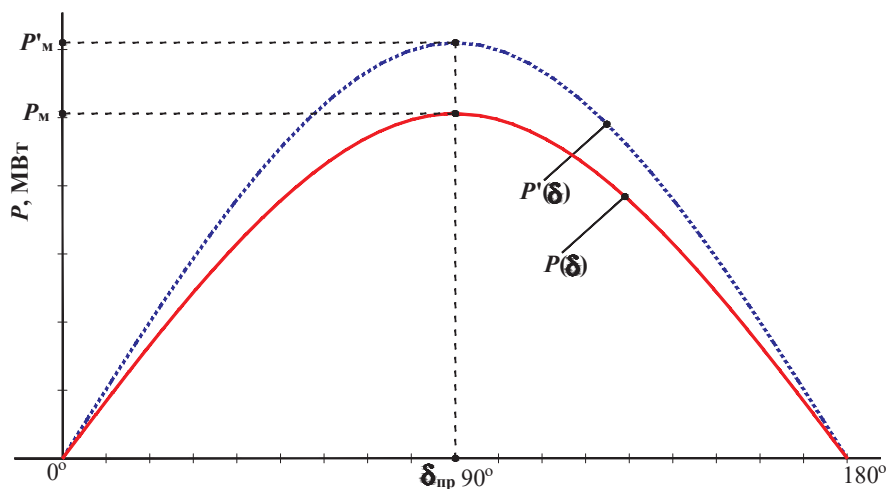


Рис. 15. Угловые характеристики $P(\delta)$, $P'(\delta)$ при наличии/отсутствии шунтирующего реактора

Таким образом, шунтирующий реактор приводит к снижению величины предела по статической устойчивости.

Конденсаторные батареи [6]

Конденсаторные батареи (КБ) устанавливаются для поддержания нормальных уровней напряжения на шинах подстанций при передаче больших перетоков мощности по высоковольтной сети. Оценим влияние конденсаторных батарей на статическую устойчивость энергосистемы.

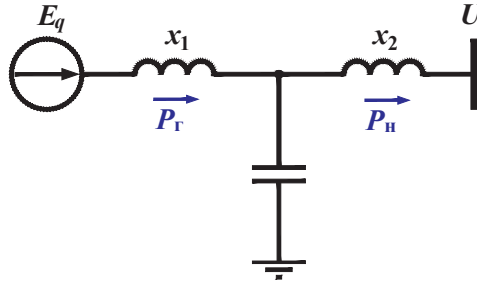


Рис. 16. Схема замещения энергосистемы с конденсаторной батареей

При подключённой конденсаторной батарее в схеме замещения (рис. 16) появляется поперечный элемент с отрицательным реактивным сопротивлением:

$$Z_3 = -jx_C, \quad (20)$$

который оказывает влияние на взаимное сопротивление Z_{12} и предел по передаваемой мощности:

$$Z_{12} = jx_{12} = jx_1 + jx_2 - \frac{jx_1 jx_2}{jx_C} = j(jx_{12}' + \Delta x_C), \quad (21)$$

$$\text{где } \Delta x_C = \frac{x_1 x_2}{x_C}, \quad P_M = \frac{E_q U}{x_{12}} = \frac{E_q U}{x_{12}' - x_C}. \quad (22)$$

Отсюда следует, что $x_{12} < x_{12}' \Rightarrow P_M > P_M'$ (рис. 17), то есть подключение конденсаторной батареи оказывает положительное влияние на статическую устойчивость энергосистемы.

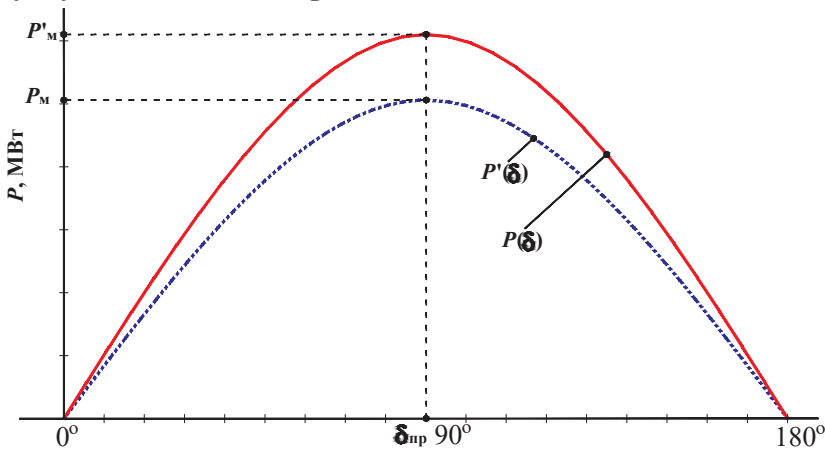


Рис. 17. Угловые характеристики $P(\delta)$, $P'(\delta)$ при наличии/отсутствии КБ

1.5. Анализ типовых схем электроэнергетических систем по условиям устойчивости и выявление характерных причин нарушения устойчивости

Способы анализа статической устойчивости энергосистем и разработка мер по повышению устойчивости существенно зависят от структуры системы (рис. 18) [7]. В большинстве случаев сложные электрические схемы (рис. 18, *в* и *г*) [7] с некоторыми допущениями могут рассматриваться как простые (рис. 18, *а* и *б*) [7] или в них могут быть выделены определенные участки, которые можно рассматривать как элементарные схемы. Необходимо отметить, что при определении условий устойчивости соотношение установленных мощностей в отдельных частях энергосистемы, соотношение между потреблением и генерацией, а также отношение пропускной способности линий электропередачи к установленной мощности отдельных частей энергосистемы имеют большое значение.

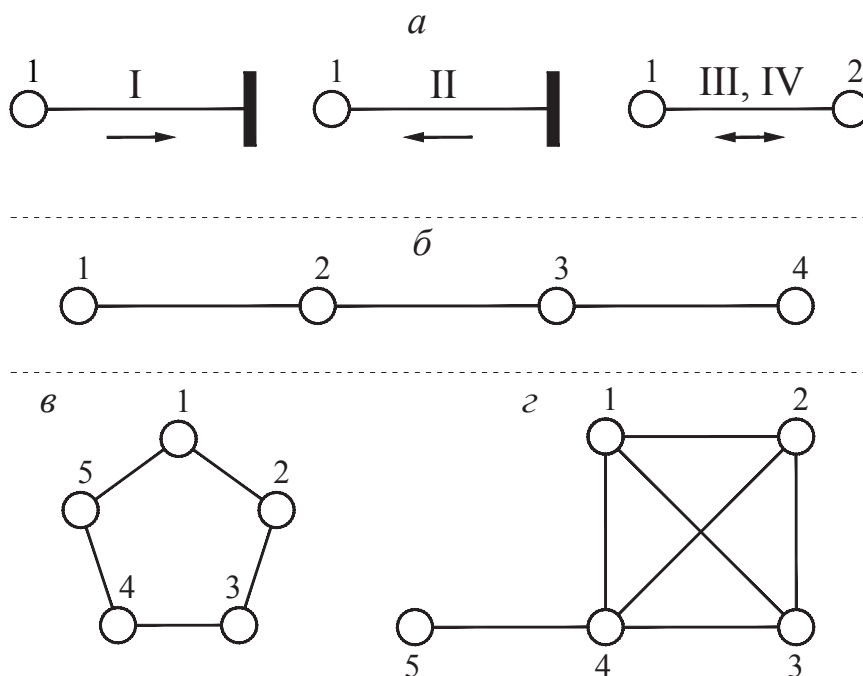


Рис. 18. Простые схемы энергосистем:

а — одиночная линии электропередачи; *б* — транзитная (цепная) схема; *в* — кольцевая схема; *г* — сложнозамкнутая (многосвязная) схема

Первая группа связи (рис. 18, а, схема I) [7]. Электрический режим определяется тем, что большая часть мощности электрических станций отдается в принимающую систему.

Нарушения статической устойчивости для данного типа схем связаны с отклонениями параметров электрического режима от нормального на самой линии электропередачи или в избыточной (передающей) энергосистеме (короткие замыкания, потеря возбуждения, работа при перетоках, превышающих предел по статической устойчивости). В таких ситуациях нарушения устойчивости, как правило, не приводят к тяжелым последствиям.

Вторая группа связи (рис. 18, а, схема II) [7]. Электрический режим определяется тем, что в энергосистемах небольшой мощности нагрузка покрывается за счет поступления электрической энергии из соседней энергосистемы, более мощной.

Нарушение устойчивости в таких системах происходит, в основном, из-за возмущений на линии электропередачи или в принимающей энергосистеме, а также вследствие разрывов связи между отдельными энергосистемами. Последствия подобных технологических нарушений, как правило, сопровождаются понижением частоты и отключением нагрузки и являются весьма тяжелыми.

Третья группа связи (рис. 18, а, схема III) [7]. Электрический режим для данной схемы аналогичен предыдущему. Отличие заключается в том, что передающая энергосистема соизмерима по установленной мощности с принимающей.

Основные причины нарушений устойчивости для данного типа схем (помимо причин, перечисленных выше для второй группы связей) включают в себя технологические нарушения в передающей энергосистеме, в том числе отключение нагрузки, за которым следует значительный наброс перетока мощности.

Четвертая группа связи (рис. 18, а, схема IV) [7]. К данной группе схем электрических сетей относятся «слабые» связи. Основные причины нарушений включают в себя нарушения из-за отключения одной или нескольких из параллельных линий связи, колебания мощности в соседних энергосистемах или внезапного возникновения небаланса мощности. Технологические нарушения, связанные с нарушением устойчивости схем четвертой группы в масштабах энергосистемы, как правило, не являются тяжелыми.

Цепные схемы (рис. 18, б) [7] можно анализировать по аналогии с описанными выше схемами, однако они имеют ряд особенностей, которые связаны с влиянием соседних связей друг на друга.

Взаимное влияние связей меняется в зависимости от соотношения между генерирующей и нагрузкой в узлах энергосистемы, соотношения суммарной мощности генераторов и предельной передаваемой мощности, а также от направления перетока мощности. Когда по всему транзиту мощность передается в одном направлении, взаимное влияние линий электропередачи на устойчивость параллельной работы невелико, поскольку при нарушении устойчивости на любом из рассматриваемых участков остальные разгружаются. Если в какой-либо узел мощность втекает/вытекает с двух сторон, наблюдается максимальное проявление взаимного влияния связей друг на друга. В таких условиях нарушение устойчивости на одной линии электропередачи, как правило, сопровождается нарушением устойчивости на другой линии, которое возникает вслед за первым достаточно быстро. Ситуация может быть существенно улучшена путем отключения части генерирующих агрегатов (для избыточного энергоузла) или путем отключения нагрузки (для дефицитного энергоузла). Для рассматриваемого типа схем возможно нарушение устойчивости электропередачи, работающей с малым запасом, которое может возникнуть при технологических нарушениях на других электропередачах, в том числе удаленных.

Кольцевые схемы (рис. 18, в) [7] имеют свои особенности. Если сеть замкнута, нарушение устойчивости возникает более, чем по одной связи, а разрыв кольцевой сети, как правило, является причиной нарушения устойчивости оставшихся в работе связей.

Многосвязные (сложнозамкнутые) схемы [7] характеризуются лучшими условиями устойчивости. В этом отношении стоит отметить параллельную работу сетей различных классов напряжений. Обычно сеть высшего напряжения является менее развитой, чем сети более низких классов напряжения, поэтому замыкание сетей низкого напряжения часто приводит к существенному повышению устойчивости и надежности электроснабжения.

1.6. Траектории утяжеления режима и исходные данные для утяжеления: изменяемые параметры, контролируемые параметры, технологические ограничения энергосистемы

Утяжеление электроэнергетического режима представляет собой приращение мощности электростанций и нагрузок в различных частях системы. Для выбора траектории утяжеления в условиях реаль-

ных энергосистем однозначных правил не существует, однако могут быть даны некоторые рекомендации. Траектория утяжеления задается в виде вектора изменений параметров электрического режима на каждом шаге утяжеления, которые приводят к изменению перетока активной мощности в рассматриваемом сечении (рис. 19) [8].

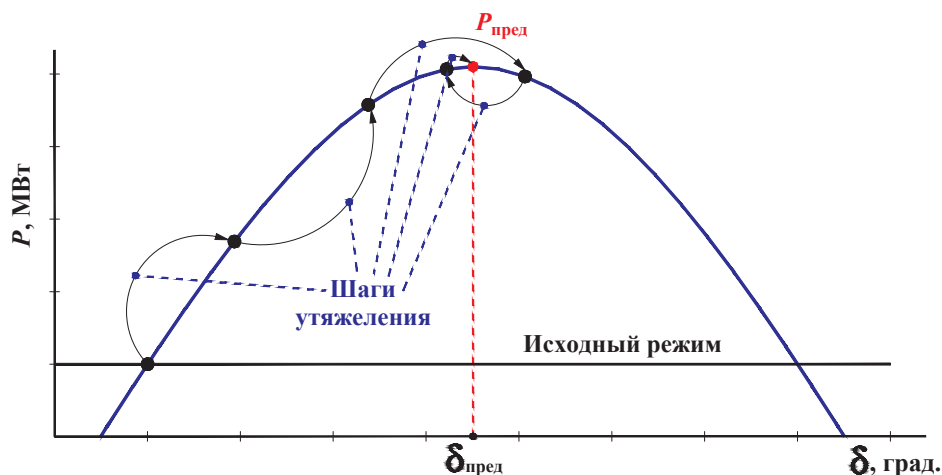


Рис. 19. Утяжеление электроэнергетического режима

Принимаемый вектор изменения режима должен учитывать особенности рассматриваемой системы и критерии устойчивости, по которым будет определяться предельный режим. Рекомендуется использовать следующие способы утяжеления режима или их комбинации (рис. 20):

- перераспределение выработки активной мощности между электрическими станциями;
- изменение нагрузки для наиболее загруженных узловых подстанций (районов, территорий).

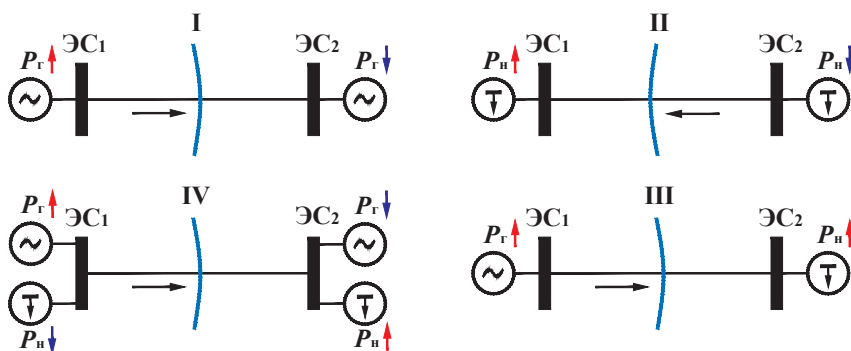


Рис. 20. Варианты траекторий утяжеления режима

Способ утяжеления электрического режима путем перераспределения выработки активной мощности между электрическими станциями следует применять для определения предельной передаваемой мощности протяженных и/или сильно загруженных электропередач. При помощи этого способа, как правило, определяют пропускную способность электрической сети.

При формировании вектора изменения режима для каждой энергосистемы необходимо выбрать группу передающих и балансирующих электростанций (или энергоузлов) с расчетом, что увеличение потока активной мощности происходит через определенное сечение.

Корректность выбора электростанций, между которыми в ходе процесса утяжеления ведется перераспределение выработки активной мощности, следует контролировать:

- в части энергосистемы, принимающей мощность по сечению:
 - разгрузку генерирующего оборудования до технологического минимума;
 - отключение отдельных генераторов электростанций;
- в части энергосистемы, из которой осуществляется передача мощности по сечению:
 - загрузку генерирующего оборудования до величины располагаемой мощности;
 - включение отдельных генераторов электростанций;
 - использование разрешенных аварийных перегрузок включенного генерирующего оборудования.

При выборе перечня электростанций, между которыми выполняется перераспределение выработки мощности, необходимо учитывать вероятность возникновения такого электрического режима в рассматриваемой энергосистеме. Оценка вероятности возникновения на практике исследуемого варианта утяжеления режима необходима для корректной оценки расчетных коэффициентов запаса по статической устойчивости.

Еще одним способом утяжеления является увеличение (снижение) нагрузки основных узлов приемной (избыточной) части системы. Данный способ утяжеления режима, как правило, применяют при анализе статической устойчивости нагрузки.

Если в качестве основного параметра вектора изменения режима используется величина активной мощности генерации в узле (совокупности узлов, районе, территории), то в процессе утяжеления необ-

ходимо контролировать соответствие минимального (в том числе в режиме потребления реактивной мощности) и максимального пределов по реактивной мощности и активной мощности генерации в соответствующих генераторных узлах расчетной модели (узлах утяжеления). При необходимости в процессе утяжеления следует выполнять корректировку минимального (в том числе в режиме потребления реактивной мощности) и максимального пределов по реактивной мощности (с учетом P - Q -диаграммы генерирующего оборудования и требуемого состава генерирующего оборудования для выработки активной мощности, величина которой рассчитывается в процессе утяжеления в соответствующем узле утяжеления).

Если в качестве основного параметра вектора изменения режима используется величина активной мощности генерации в узле расчетной модели, то необходимо осуществлять контроль соответствия полученной в процессе утяжеления активной мощности генерации в узле утяжеления располагаемой мощности и техническому (технологическому) минимуму соответствующего генерирующего оборудования. При превышении активной мощностью в узле утяжеления в процессе утяжеления располагаемой мощности генерирующего оборудования или при снижении активной мощности в узле утяжеления в процессе утяжеления ниже технологического минимума генерирующего оборудования необходимо скорректировать состав включенного в расчетной модели генерирующего оборудования с соответствующим изменением минимального и максимального пределов по реактивной мощности.

При проведении утяжеления электроэнергетического режима для исключения влияния режимов работы шунтирующей электрической сети на величину предельного перетока мощности необходимо:

- выполнять отключение элементов электрической сети (линий электропередачи, трансформаторного оборудования и др.), если при оперативном управлении электроэнергетическим режимом (как в нормальном, так и в послеаварийном режиме) указанные действия реализуются автоматически действиям устройств противоаварийной автоматики (АОПО) или оперативно регламентированными действиями диспетчерского персонала;
- выполнять моделирование реализации иных управляющих воздействий (ОГ, ОН и др.), если при оперативном управлении

электроэнергетическим режимом указанные действия реализуются автоматически действием устройств АОПО (в послеаварийном режиме) или оперативно регламентированными действиями диспетчерского персонала (как в нормальном, так и в послеаварийном режиме).

1.7. Поиск опасных сечений и определение предельных, аварийно и максимально допустимых перетоков

Поиск опасных сечений должен производиться путем утяжеления режима в соответствии с выбранными траекториями утяжеления электроэнергетического режима.

Опасное сечение — сечение, на ветвях которого будут находиться ЭЦК при возникшем в текущей схеме АР вследствие нарушения устойчивости электроэнергетического режима.

Этот вид нарушения статической устойчивости называется апериодическим. Опасное сечение определяется величиной максимального разворота углов между узлом начала линии и узлом конца. После определения первой линии опасного сечения можно выявить следующую, имеющую близкие критерии, и т. д.

Поиск опасных сечений выполняется следующим образом:

- составляется перечень расчетных схем, включая нормальную схему и ремонтные схемы, в которых будет осуществлен поиск опасных сечений, предельных перетоков;
- определяется набор траекторий утяжеления;
- составляется перечень нормативных аварийных возмущений для каждой из расчетных схем, которые могут возникать в сети;
- для каждой схемы производится утяжеление электроэнергетического режима, определяется набор опасных сечений и фиксируются предельные перетоки активной мощности в них в исходном и послеаварийном режимах по критериям сохранения статической апериодической устойчивости, допустимой токовой перегрузки и допустимых уровней снижения напряжения.

Перечень рассматриваемых аварийных возмущений для каждой из ремонтных схем определяется в процессе выполнения расчетов исходя из полученных опасных сечений в исходной схеме. В первую

очередь в перечень аварийных возмущений для заданной ремонтной схемы должны входить отключения ВЛ, попавших в состав опасного сечения. Кроме того, для каждой ремонтной схемы и найденных в этой схеме опасных сечений рассматриваются аварийные возмущения на смежных рассматриваемому опасному сечению элементах, исходя из логики создания наиболее тяжелых режимных условий, которые, в свою очередь, могут привести к появлению новых опасных сечений.

В процессе утяжеления возможно расхождение итерационного процесса из-за недопустимого снижения напряжения в «отдаленных» узлах 110 кВ или токовой перегрузки транзитов 110–220 кВ, при этом разворот углов в узлах передающей и принимающей частей вектора изменения режима может не достигать максимальных величин. В таких ситуациях системообразующая сеть оказывается «не догруженной», что может приводить к занижению предела в сечении либо к определению ошибочного опасного сечения.

В соответствии с указанной выше последовательностью проведения расчетов в первую очередь рассчитывается исходная схема — нормальная или ремонтная. Для исходной схемы по различным траекториям утяжеления определяются опасные сечения. Затем в исходную схему вводятся аварийные возмущения. Для каждого аварийного возмущения выполняется поиск опасных сечений только в той части сети, где данное аварийное возмущение приводит к ее ослаблению.

После получения опасного сечения и предельного перетока активной мощности по нему определяются *максимально (МДП) и аварийно допустимые перетоки (АДП)*.

При определении МДП и АДП необходимо учитывать нерегулярные колебания *обменной мощности*.

Колебания нагрузки и, как следствие, частоты в энергосистемах носят случайный характер и учитываются в расчетах статической апериодической устойчивости в виде нерегулярных колебаний обменной мощности между энергосистемами.

Амплитуда нерегулярных колебаний представляет собой сумму амплитуд низкочастотной и высокочастотной составляющих. Применяемые расчетные формулы основаны на экспериментальном материале и практическом эксплуатационном опыте ведения режимов.

Амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности сечения определяется по выражению [3]

$$\Delta P_{\text{нк}} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{н1}} P_{\text{н2}}}{P_{\text{н1}} + P_{\text{н2}}}}, \quad (23)$$

где $\Delta P_{\text{нк}}$ — амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении (МВт); $P_{\text{н1}}, P_{\text{н2}}$ — активная мощность потребления энергосистемы (части энергосистемы, совокупности энергосистем) с каждой из сторон рассматриваемого сечения (МВт); K — коэффициент, характеризующий способ регулирования перетока активной мощности в контролируемом сечении ($\sqrt{\text{МВт}}$).

При оперативном регулировании (посредством отдачи команд диспетчерским персоналом) перетока активной мощности в контролируемом сечении значение коэффициента K должно приниматься равным 1,5.

При автоматическом регулировании (ограничении) перетока активной мощности в контролируемом сечении значение коэффициента K принимается равным 0,75.

В случае значительного превышения суммарной нагрузки одной из сторон рассматриваемого сечения ($P_{\text{н1}} \gg P_{\text{н2}}$) эту нагрузку допускается принимать как бесконечно большую, тогда формула принимает вид [3]

$$\Delta P_{\text{нк}} = K \cdot \sqrt{P_{\text{н2}}}. \quad (24)$$

Для определения величины амплитуды нерегулярных отклонений активной мощности в частичном контролируемом сечении следует рассчитать несколько шагов утяжеления электрического режима по расчетной траектории утяжеления. Величина амплитуды нерегулярных отклонений активной мощности в частичном контролируемом сечении должна определяться по формуле [3]

$$\Delta P_{\text{но}}^{\text{част}} = \Delta P_{\text{но}} \cdot \frac{\Delta P_{\text{част}}}{\Delta P_{\text{полн}}}, \quad (25)$$

где $\Delta P_{\text{но}}^{\text{част}}$ — амплитуда нерегулярных отклонений активной мощности в частичном контролируемом сечении (МВт); $\Delta P_{\text{но}}$ — амплитуда нерегулярных отклонений активной мощности в полном контролируемом сечении (МВт); $\Delta P_{\text{част}}$ — приращение перетока активной мощности в частичном контролируемом сечении при проведении утяжеления (МВт); $\Delta P_{\text{полн}}$ — приращение перетока активной мощности в полном контролируемом сечении при проведении утяжеления (МВт).

МДП является такое значение перетока активной мощности, которое удовлетворяет всем условиям, обозначенным ниже [3].

1. Величина допустимого перетока активной мощности *по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости* по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме [3] определяется по следующему выражению:

$$P_{\text{доп}} = (1 - K_{\text{зап}}) \cdot P_{\text{пред}} - \Delta P_{\text{нк}} = 0,8 \cdot P_{\text{пред}} - \Delta P_{\text{нк}}, \quad (26)$$

где $P_{\text{доп}}$ — допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного (20 %) коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме (МВт); $K_{\text{зап}}$ — нормативный (20 %) коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности; $P_{\text{пред}}$ — предельный по статической аperiodической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении (МВт).

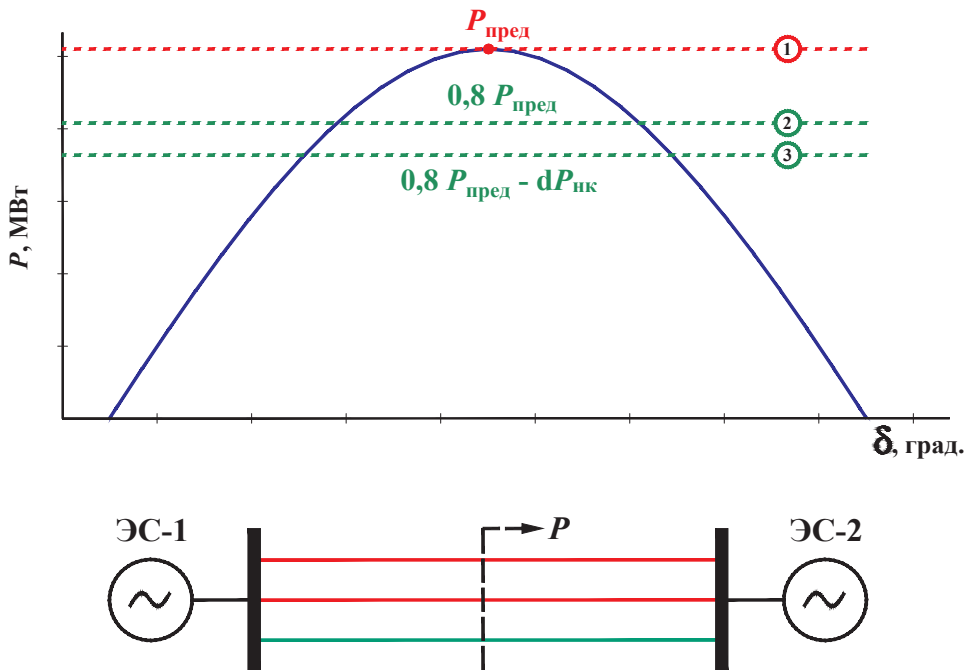


Рис. 21. Критерий обеспечения нормативного запаса по устойчивости в нормальной (ремонтной) схеме

2. Величина допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении *по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению* во всех узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме [3] определяется по формуле

$$P_{\text{доп}} = P(U_{\text{доп}}) - \Delta P_{\text{нк}}, \quad (27)$$

где $P_{\text{доп}}$ — допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении по критерию обеспечения нормативного (15 %) коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме (МВт); $U_{\text{доп}}$ — допустимое напряжение в узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме (кВ); $P(U_{\text{доп}})$ — переток активной мощности в контролируемом сечении, соответствующий допустимому напряжению в контролируемых пунктах по напряжению (МВт).

Величина допустимого напряжения в контрольном пункте сети в нормальной (ремонтной) схеме, в соответствии с которой должен определяться допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки, определяется по формуле

$$U_{\text{доп}} = \frac{U_{\text{кр}}}{(1 - K_{\text{зап}})} = \frac{U_{\text{кр}}}{0,85}, \quad (28)$$

где $U_{\text{кр}}$ — критическое напряжение в узлах нагрузки (кВ); $K_{\text{зап}}$ — нормативный (15 %) коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению во всех узлах нагрузки.

Критическое напряжение в узлах нагрузки соответствует границе статической устойчивости электродвигательной нагрузки. При проведении расчетов величину критического напряжения следует принимать на основании фактических данных, в том числе данных о допустимых режимах работы электродвигательной нагрузки, представленных потребителем (собственником оборудования). При отсутствии более точных данных величину критического напряжения в узлах нагрузки 110–220 кВ следует принимать равной

$$U_{\text{кр}} = 0,7 \cdot U_{\text{ном}}, \quad (29)$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение электрической сети (кВ).

При оперативном управлении электроэнергетическим режимом в контролируемом сечении в качестве контролируемого (регулируемого) параметра электроэнергетического режима использовать величину напряжения в контрольных пунктах по напряжению энергосистемы.

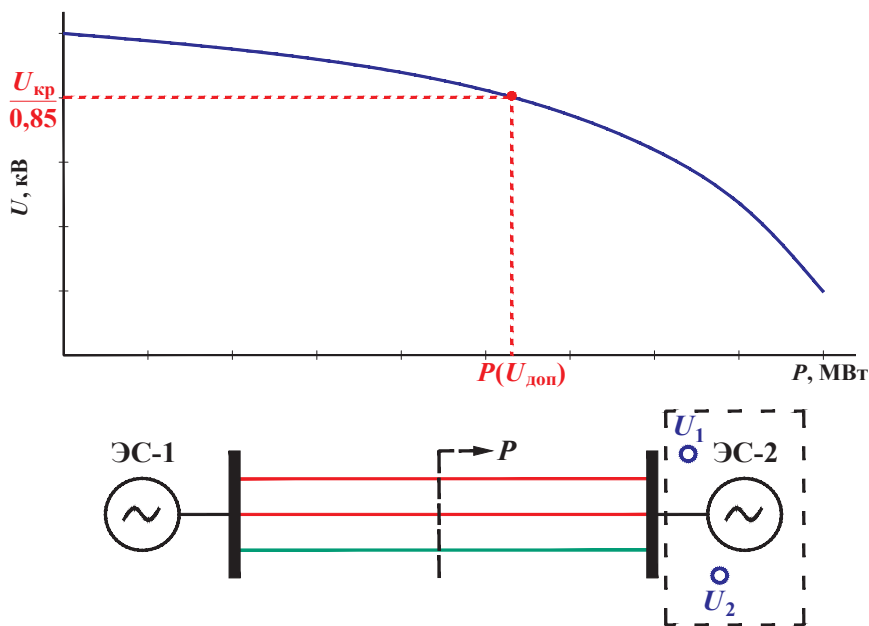


Рис. 22. Критерий обеспечения нормативного запаса по напряжению

3. Величина допустимого перетока активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийных режимах после нормативных возмущений [3] определяется по формуле

$$P_{\text{доп}} = P_{\text{д/ав}}(P_{\text{п/ав}}) - \Delta P_{\text{нк}} + \Delta P_{\text{ПА}}, \quad (30)$$

где $P_{\text{доп}}$ — допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного (8 %) коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме (МВт); $P_{\text{д/ав}}$ — переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме (МВт);

$P_{п/ав}$ — переток активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения (МВт); $P_{д/ав}$ ($P_{п/ав}$) — переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующий перетоку активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения (МВт); $\Delta P_{па}$ — приращение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении за счет реализации управляющих воздействий от устройств и комплексов противоаварийной автоматики (МВт).

Величина перетока активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения $P_{п/ав}$, относительно которой должен рассчитываться переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме $P_{д/ав}$, определяется по формуле

$$P_{п/ав} = (1 - K_{зап}) \cdot P_{п/ав}^{пред} = 0,92 \cdot P_{п/ав}^{пред}, \quad (31)$$

где $K_{зап}$ — нормативный (8 %) коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности; $P_{п/ав}^{пред}$ — предельный по статической аperiodической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения (МВт).

Допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийных режимах после нормативных возмущений должен быть таким, чтобы во всех послеаварийных режимах, вызванных нормативными возмущениями (ослабление сечения, аварийный небаланс мощности, вызванный аварийным отключением генерирующего оборудования или шунтирующих связей и др.), с учетом действия устройств и комплексов противоаварийной автоматики обеспечивался нормативный (8 %) коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме.

4. Величина допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении по критерию обеспечения нормативного (10 %) коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению во всех узлах нагрузки после нормативных возмущений [3] определяется по формуле

$$P_{доп} = P_{д/ав} (U_{п/ав}^{доп}) - \Delta P_{нк} + \Delta P_{па}, \quad (32)$$

где $P_{\text{доп}}$ — допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного (10 %) коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в контролируемом сечении в послеаварийном режиме (МВт); $P_{\text{д/ав}}$ — переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме (МВт); $U_{\text{п/ав}}^{\text{доп}}$ — допустимое напряжение в узлах нагрузки в послеаварийном режиме (кВ); $P_{\text{д/ав}}(U_{\text{п/ав}}^{\text{доп}})$ — переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующий допустимому напряжению в узлах нагрузки в послеаварийном режиме после нормативных возмущений (МВт).

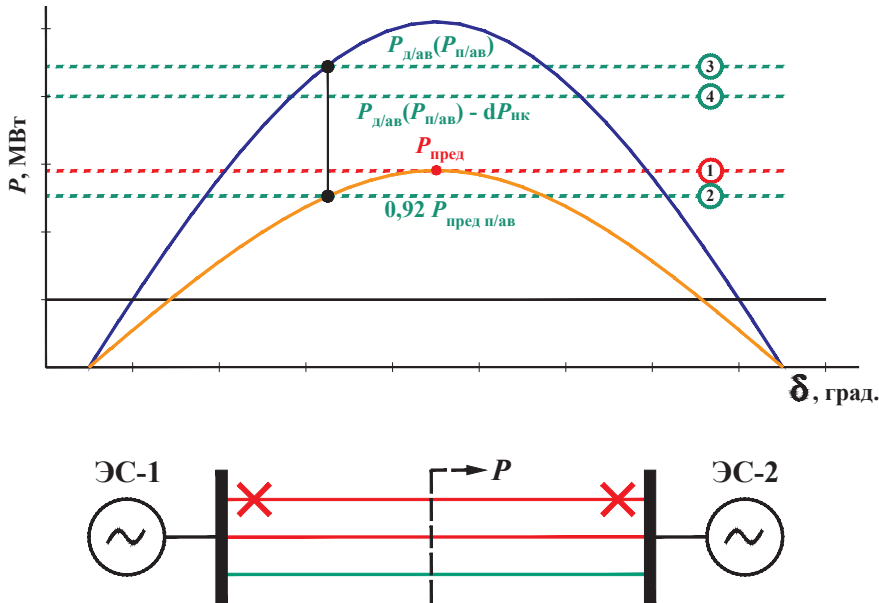


Рис. 23. Критерий обеспечения нормативного запаса по активной мощности в послеаварийных режимах

Величина допустимого напряжения в узлах нагрузки в послеаварийном режиме, в соответствии с которой должен определяться допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению во всех узлах нагрузки, определяется по формуле

$$U_{\text{п/ав}}^{\text{доп}} = \frac{U_{\text{кр}}}{(1 - K_{\text{зап}})} = \frac{U_{\text{кр}}}{0,9}, \quad (33)$$

где $K_{\text{зап}}$ — нормативный (10 %) коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки.

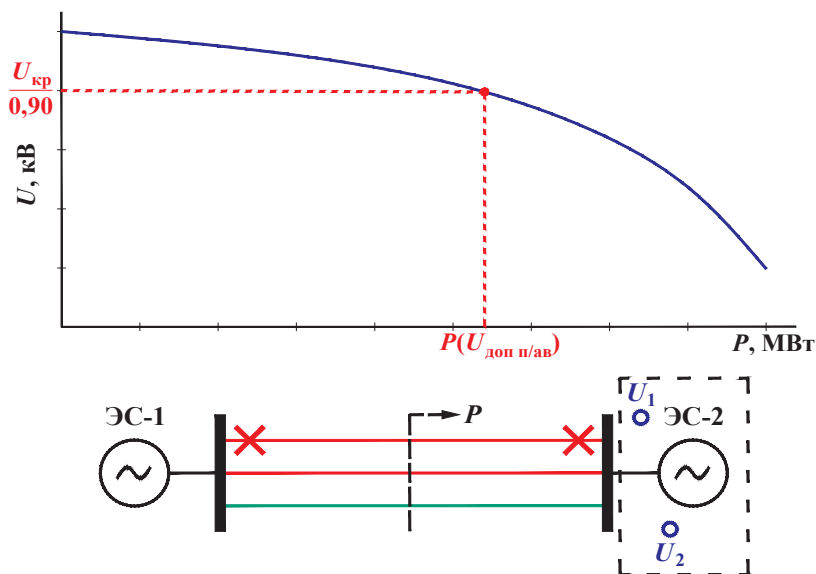


Рис. 24. Критерий обеспечения нормативного запаса по напряжению в послеаварийных режимах

5. Величина допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении *по критерию обеспечения допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийных режимах* после нормативных возмущений [3] определяется по формуле

$$P_{\text{доп}} = P_{\text{д/ав}} \left(I_{\text{п/ав}}^{\text{доп}} \right) - \Delta P_{\text{нк}} + \Delta P_{\text{ПА}} , \quad (34)$$

где $P_{\text{доп}}$ — допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийных режимах после нормативных возмущений (МВт); $P_{\text{д/ав}}$ — переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме (МВт); $I_{\text{п/ав}}^{\text{доп}}$ — допустимая токовая нагрузка линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийном режиме (А); $P_{\text{д/ав}} \left(I_{\text{п/ав}}^{\text{доп}} \right)$ — переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующий допустимой токовой нагрузке линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийных режимах после нормативных возмущений (МВт).

Величина допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийном режиме должна опреде-

ляться в соответствии с информацией, представленной собственниками оборудования.

В качестве допустимой токовой нагрузки линий и электросетевого оборудования в послеаварийном режиме $I_{п/ав}^{доп}$ необходимо принимать допустимую токовую нагрузку линий и электросетевого оборудования с учетом перегрузки, разрешенной в течение не менее 20 минут.

6. Величина допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении по критерию обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций после нормативных возмущений [3] определяется по формуле

$$P_{доп} = P_{дин}^{пред} - \Delta P_{нк}, \quad (35)$$

где $P_{доп}$ — допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций в послеаварийном режиме (МВт); $P_{дин}^{пред}$ — предельный по динамической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении (МВт).

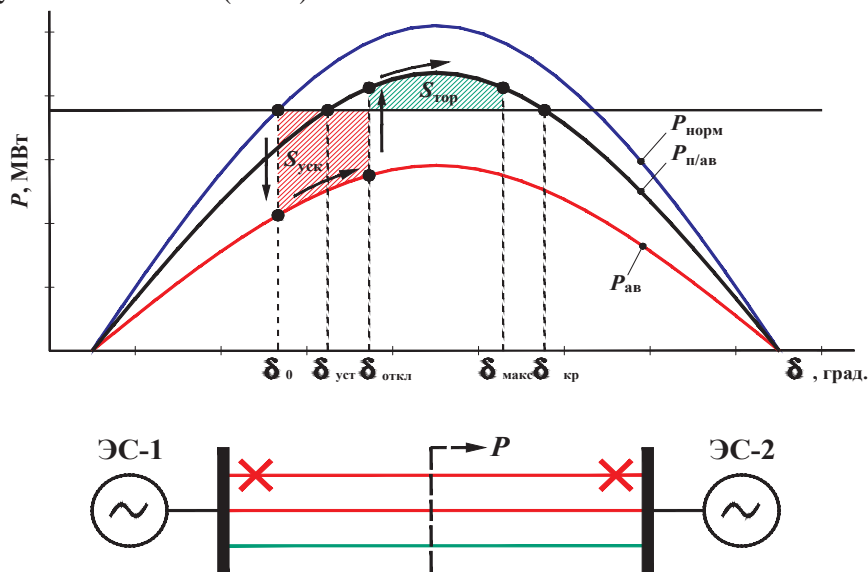


Рис. 25. Обеспечение динамической устойчивости

МДП в контролируемом сечении является минимальное значение допустимого перетока активной мощности из величин, определенных по каждому из критериев.

АДП является такое значение перетока активной мощности, которое удовлетворяем всем условиям, перечисленным ниже.

1. Величина допустимого перетока активной мощности *по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме* [3] определяется по формуле

$$P_{\text{доп}} = (1 - K_{\text{зап}}) \cdot P_{\text{пред}} - \Delta P_{\text{нк}} = 0,92 \cdot P_{\text{пред}} - \Delta P_{\text{нк}}, \quad (37)$$

$P_{\text{доп}}$ — допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного (8 %) коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме (МВт); $K_{\text{зап}}$ — нормативный (8 %) коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности; $P_{\text{пред}}$ — предельный по статической аperiodической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении (МВт).

2. Величина допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении *по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению во всех узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме* [3] определяется по формуле

$$P_{\text{доп}} = P(U_{\text{доп}}) - \Delta P_{\text{нк}}, \quad (38)$$

где $P_{\text{доп}}$ — допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении по критерию обеспечения нормативного (10 %) коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме (МВт); $U_{\text{доп}}$ — допустимое напряжение в узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме (кВ); $P(U_{\text{доп}})$ — переток активной мощности в контролируемом сечении, соответствующий допустимому напряжению в контролируемых пунктах по напряжению (МВт).

3. Величина допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении определяется [3] *условием недопущения каскадного развития аварий при нормативных возмущениях*.

АДП в контролируемом сечении является минимальное значение допустимого перетока активной мощности из величин, определенных по каждому из критериев.

Блок-схема алгоритма определения максимально и аварийно допустимых перетоков в контролируемых сечениях электроэнергетической системы представлена на рис. 26—30.

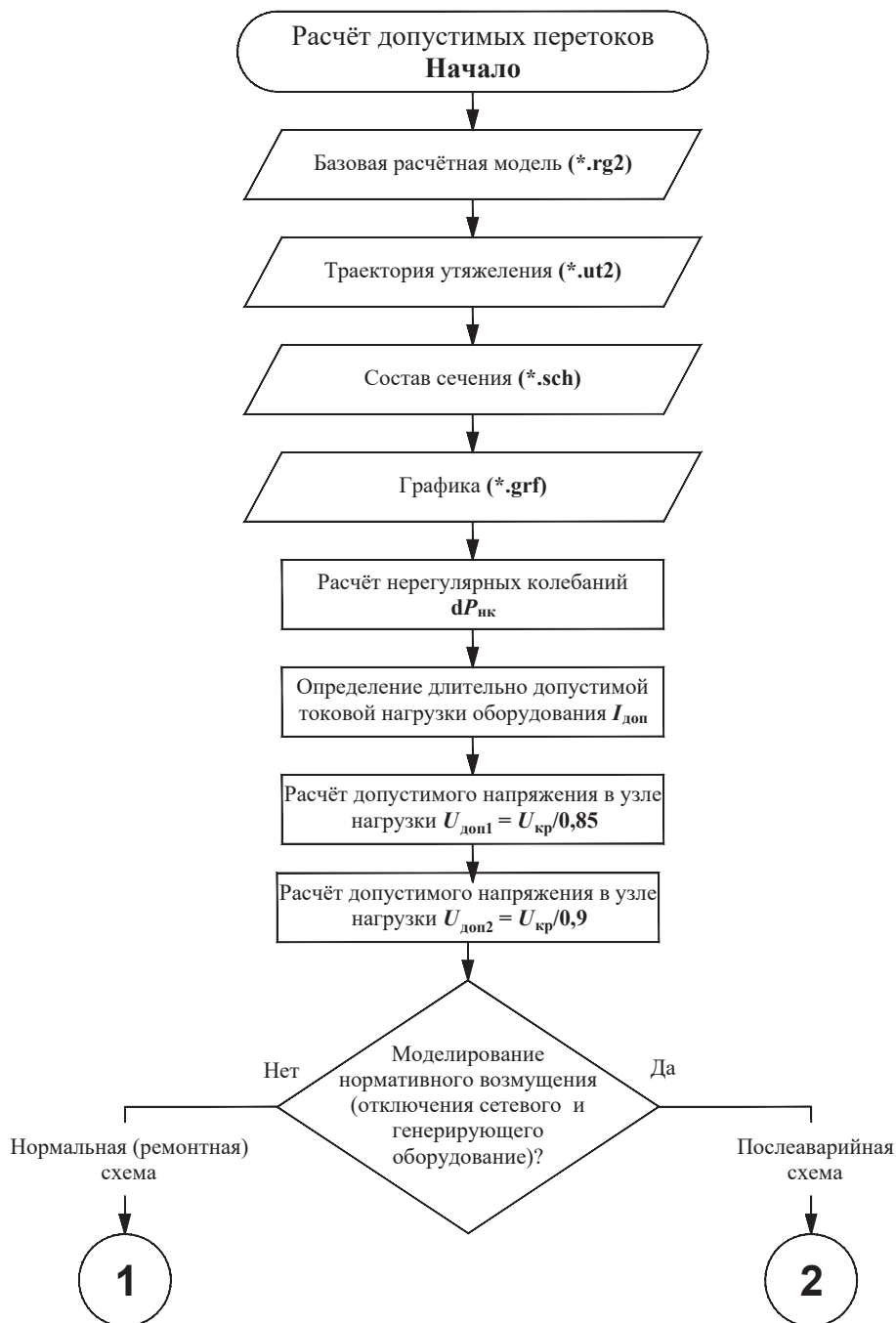


Рис. 26. Блок-схема алгоритма

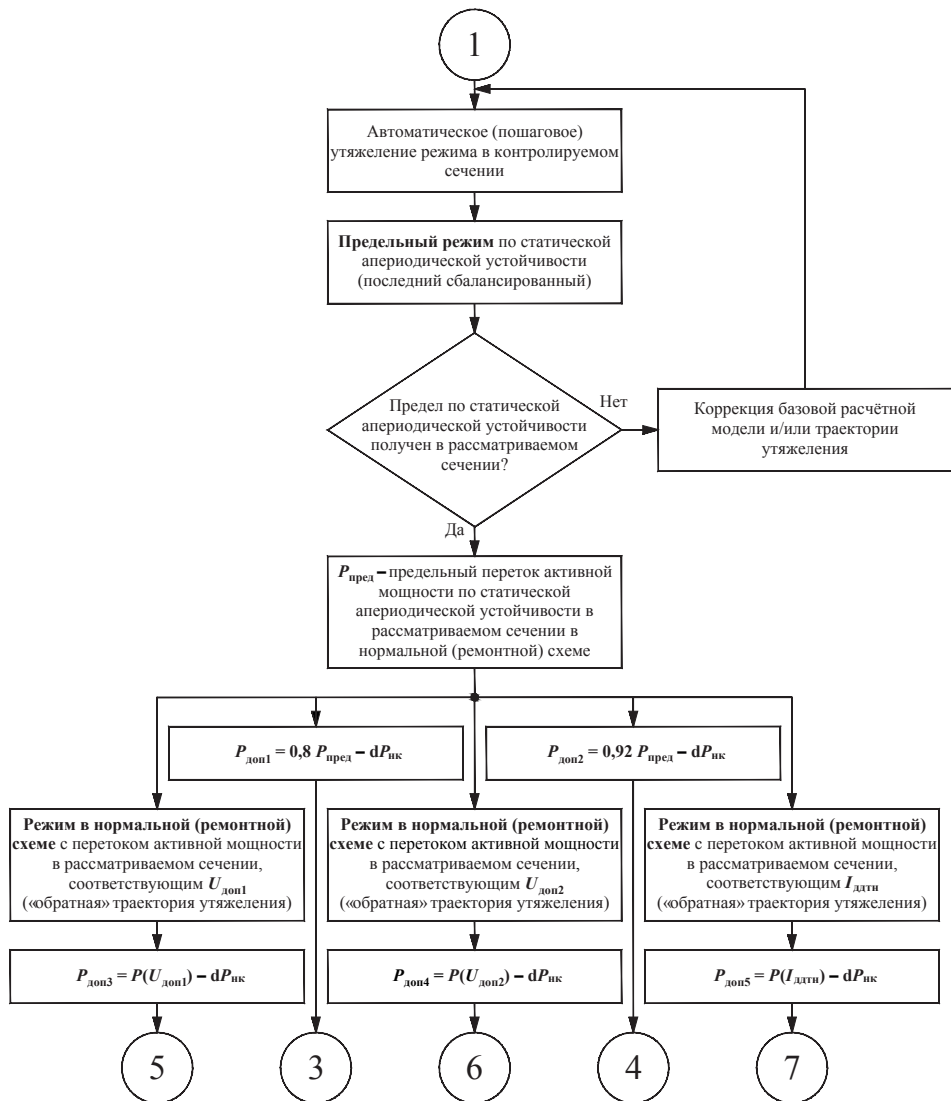


Рис. 27. Блок-схема алгоритма: нормальная (ремонтная) схема

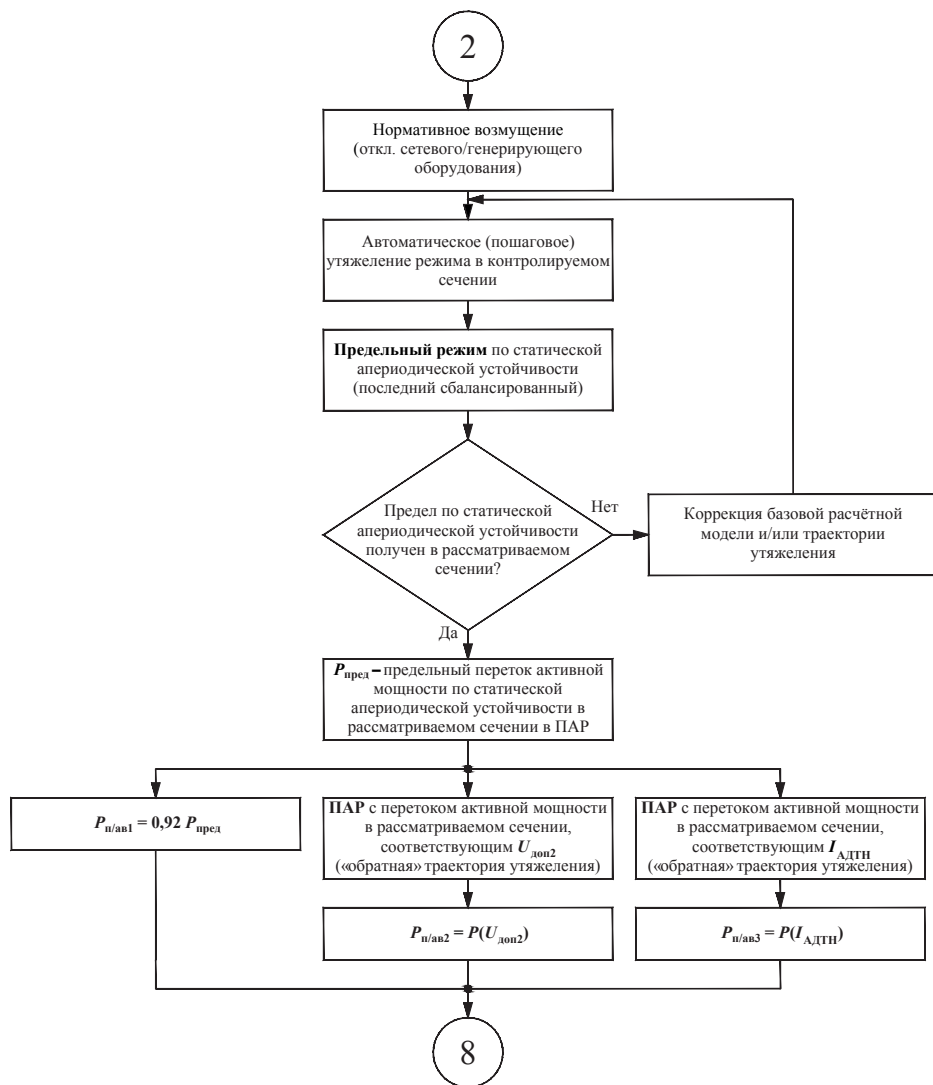


Рис. 28. Блок-схема алгоритма: послеаварийная схема

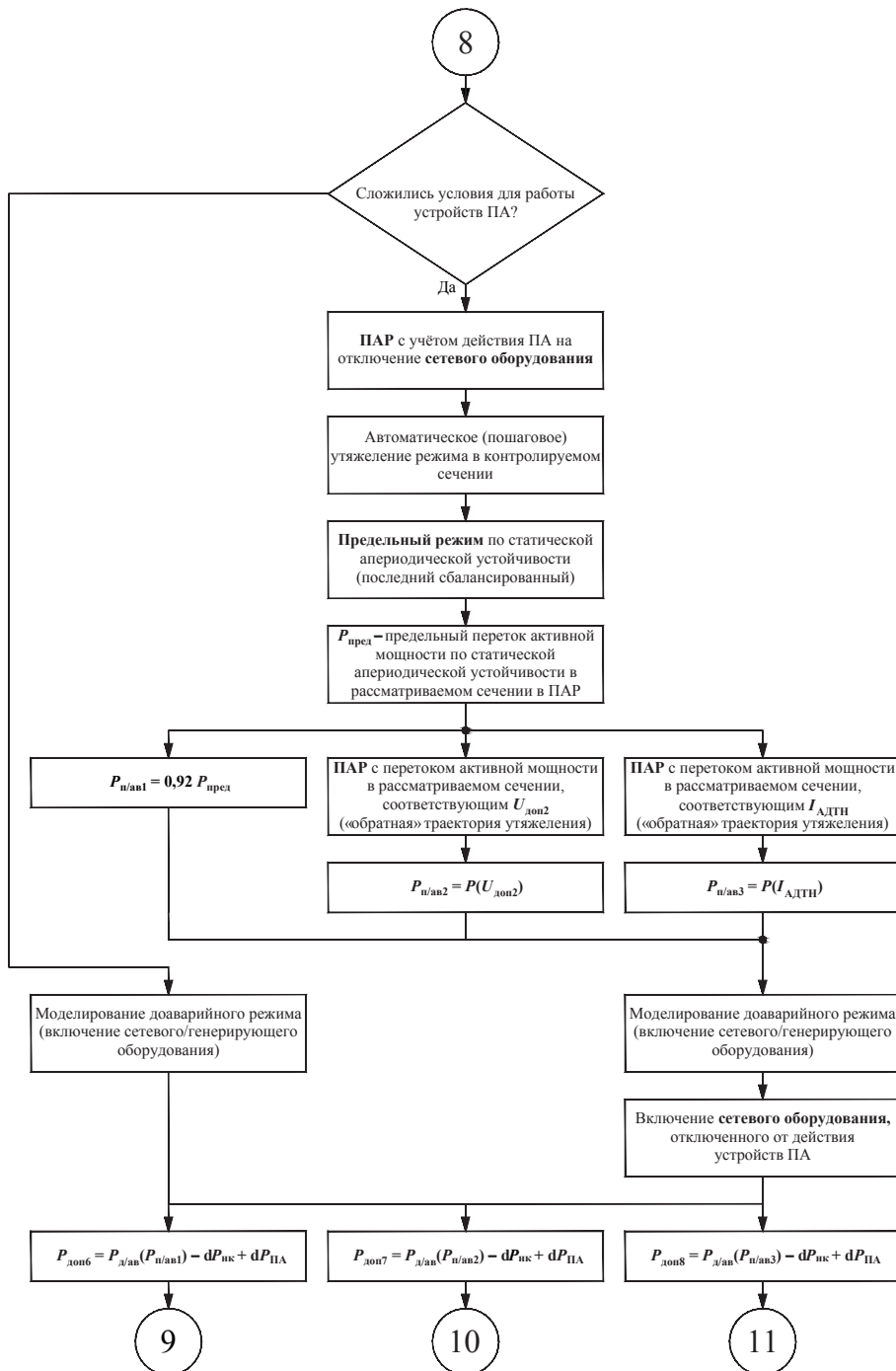


Рис. 29. Блок-схема алгоритма: послеаварийная схема (учет действий ПА)

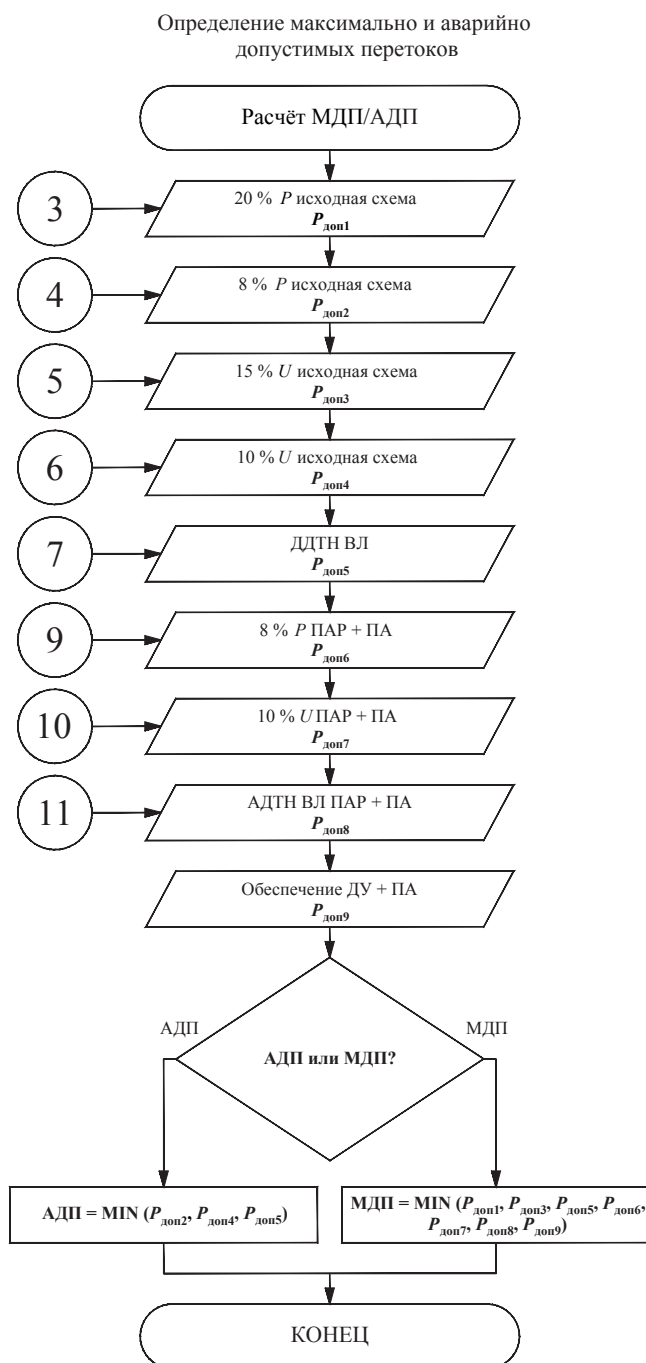


Рис. 30. Блок-схема алгоритма: определение максимально и аварийно допустимых перетоков

Контрольные вопросы к первой главе

1. Каковы основные задачи и функции оперативно-диспетчерского управления?
2. Для чего проводится анализ статической апериодической устойчивости при управлении электроэнергетическим режимом?
3. Какие основные требования предъявляются к траектории утяжеления режима?
4. Какова максимальная длительность послеаварийного режима энергосистемы?
5. Перечислите основные критерии определения МДП и АДП.
6. В каком случае величины МДП и АДП будут иметь одинаковое значение?

ГЛАВА 2. Практические приемы расчетов статической апериодической устойчивости

2.1. Работа с программным компонентом *RastrWin3*

Данная глава позволит получить практические навыки расчета предельных по статической апериодической устойчивости электроэнергетических режимов, поиска опасных сечений в энергосистеме и определения области допустимых режимов энергосистемы. На практике расчеты по определению предельных по статической апериодической устойчивости энергосистемы и поиск области допустимых электроэнергетических режимов в целом выполняются в ПК *RastrWin3*.

После запуска ПК *RastrWin3* и загрузки расчетной модели откроется окно следующего вида:

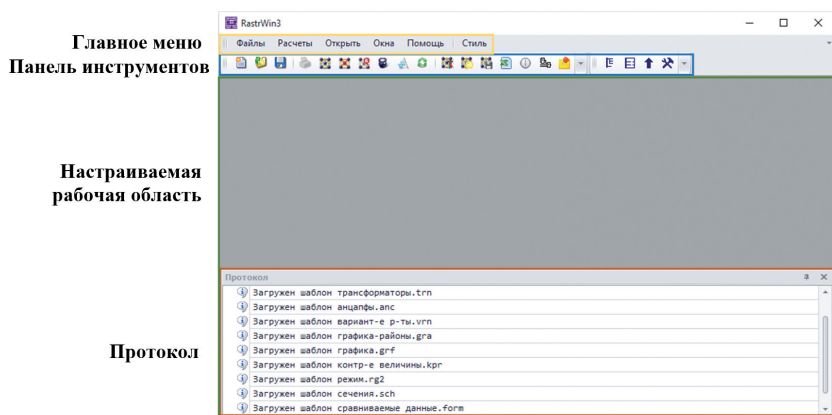


Рис. 31. Начальный запуск ПК *RastrWin3*

Для оптимизации процесса расчета рекомендуется предварительно организовать рабочую область в ПК *RastrWin3*, что позволит в значительной степени сэкономить время настройки и подготовки для расчета при повторных запусках программы. Организация рабочей области заключается в расстановке необходимых в процессе расчета таблиц (рис. 32).

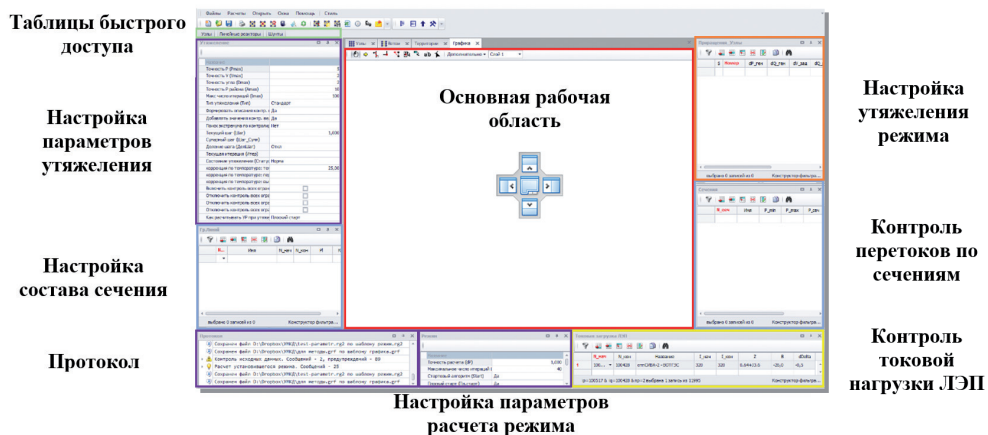


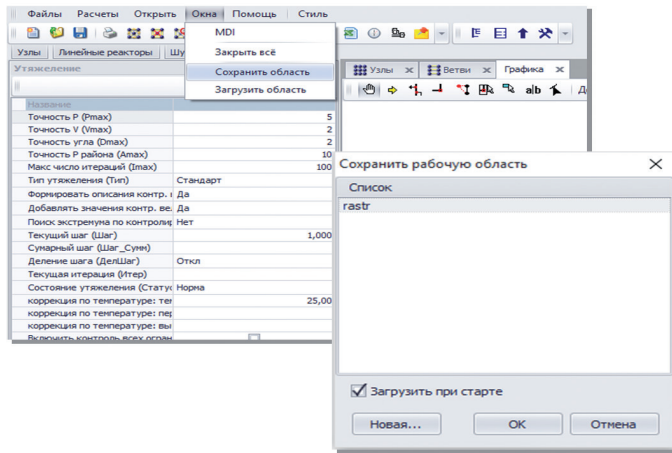
Рис. 32. Пример организации рабочей области в ПК *RastrWin3*

В ходе расчета предельных по статической аperiodической устойчивости электроэнергетических режимов потокораспределения электрической сети потребуются контроль следующих величин:

- токовых нагрузок линий электропередачи;
- уровней напряжения в электрической сети;
- перетоков активной мощности в сечениях.

Помимо контроля технологических параметров электрической сети может понадобиться информация о ходе итерационного процесса расчета электроэнергетического режима, шагах и результате утяжеления. Для этого необходимо открыть все интересующие таблицы, а затем, удерживая левой кнопкой мыши название таблицы, осуществить ее закрепление в необходимой области рабочего пространства.

На рис. 33 приведена последовательность действий для сохранения настроенной рабочей области с целью ее дальнейшего использования при последующих запусках программы.

Рис. 33. Сохранение рабочей области в ПК *RastrWin3*

Как правило, расчеты, проводимые в ПК *RastrWin3*, происходят с использованием графического отображения (графика) расчетной модели энергосистемы. Управлять параметрами расчетной модели и контролировать величины электрического режима можно непосредственно с помощью графики.

Для отображения на графике необходимых узлов и ветвей расчетной модели необходимо воспользоваться окном ввода узлов (рис. 34), но в начале работы необходимые номера узлов расчетной модели могут быть неизвестны.

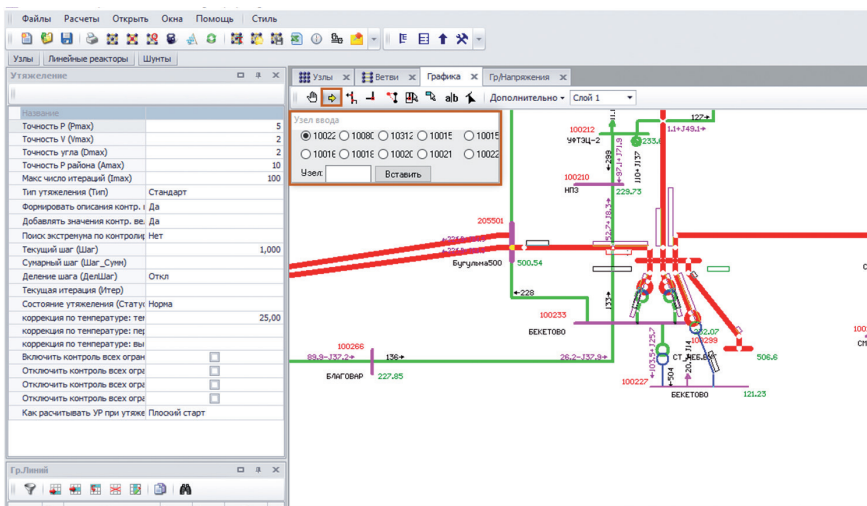


Рис. 34. Отображение узлов и ветвей расчетной модели на графике

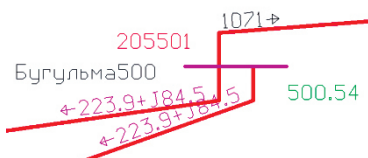
Для отображения всех ветвей, связанных с узлом, необходимо, удерживая необходимый узел левой кнопкой мыши, нажать клавишу «Пробел». На графике отображаются связанные ветви и примыкающие к ним узлы в виде многолучевой звезды. Далее необходимо упорядочить появившиеся ветви и узлы левой кнопкой мыши или скрыть ненужные узлы правой кнопкой мыши.

Существует несколько способов принудительного изменения ориентации шин узла расчетной модели на графике:

- удерживая необходимый узел левой кнопкой мыши, нажать клавишу «Alt»;



- удерживая необходимый узел левой кнопкой мыши, нажать клавишу «Shift»;



- удерживая необходимый узел левой кнопкой мыши, нажать сочетание клавиш «Alt+Shift».

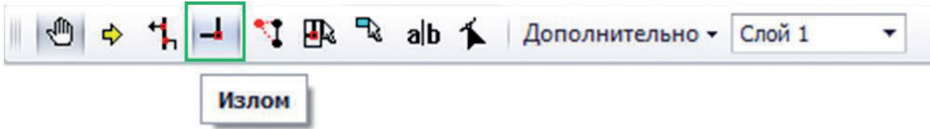


Для работы с графикой в ПК *RastrWin3* предусмотрены следующие режимы:

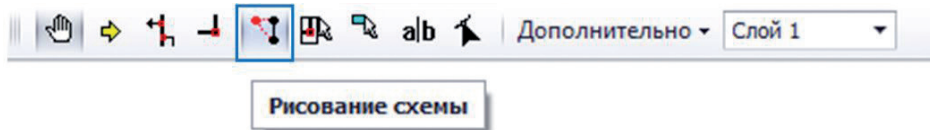
- «Присоединение» — режим используется для редактирования места присоединения ветви или изображения фигуры к узлу; для применения необходимо «захватить» мышью нужный объект и переместить его в требуемое место;



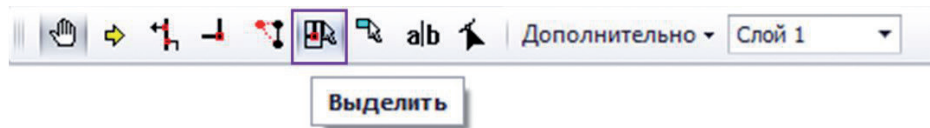
- «*Излом*» — режим используется для редактирования места излома на линии; «захватив» мышью точку на ветви, необходимо переместить ее в нужное место;



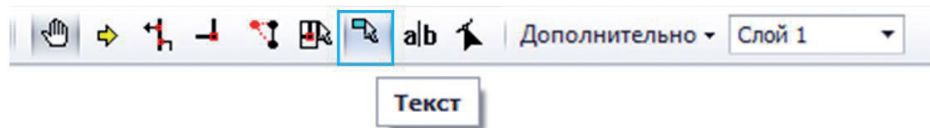
- «*Рисование схемы*» — режим используется для добавления новых узлов и ветвей одновременно в расчетную модель и на графическую схему;



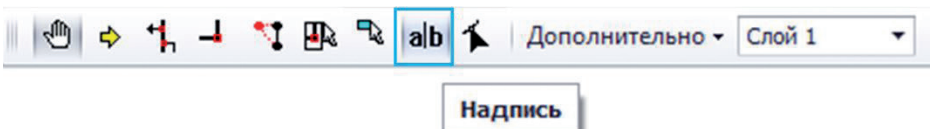
- «*Выделить*» — режим используется для выделения узлов; в программе запоминается последний выделенный участок;



- «*Текст*» — режим используется для редактирования места расположения текстовых надписей; «захватив» мышью надпись, необходимо переместить ее в нужное место, для изменения размера — нажать клавишу «Ctrl», для изменения угла — «Пробел»;



- «*Надпись*» — режим используется для ввода и редактирования текстовых надписей;



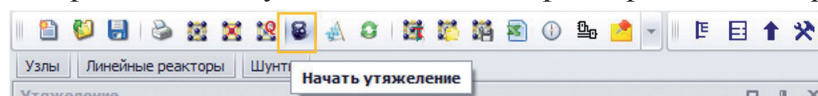
- «*Объект*» — нажатие кнопки активирует специальный режим графики для создания и редактирования линий;



- контекстное меню «Дополнительно»:
 - «Фоновый план» — этот переключатель предназначен для восстановления удаленных окон текста;
 - «Экспорт DXF» — используется для вывода текущего графического окна в файл формата *DXF* (*AutoCAD*);
 - «Слой текста» — позволяет быстро менять набор выводимого на графическую схему текста.

Как было сказано ранее, утяжеление электроэнергетического режима представляет собой приращение мощности электростанций и нагрузок в различных частях энергосистемы. В ПК *RastrWin3* существуют два разных хода утяжеления (рис. 35):

1) автоматическое — последовательное выполнение приращений электрических параметров расчетной модели и расчет электроэнергетического режима в соответствии с заданной траекторией утяжеления. Итогом автоматического утяжеления является предельный по статической аperiodической устойчивости электроэнергетический режим;



2) ручное (F7) — выполнение заданного шага ($-\infty < \text{ШАГ} < +\infty$) приращения электрических параметров расчетной модели и расчет электроэнергетического режима в соответствии с заданной траекторией утяжеления. Итогом ручного утяжеления является утяжеленный электроэнергетический режим.

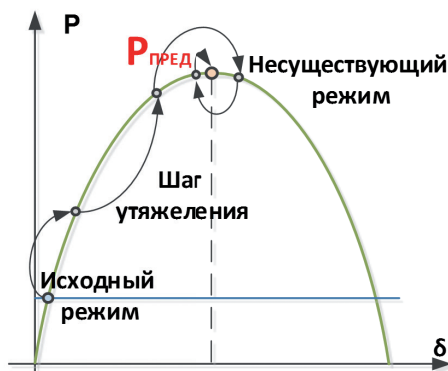
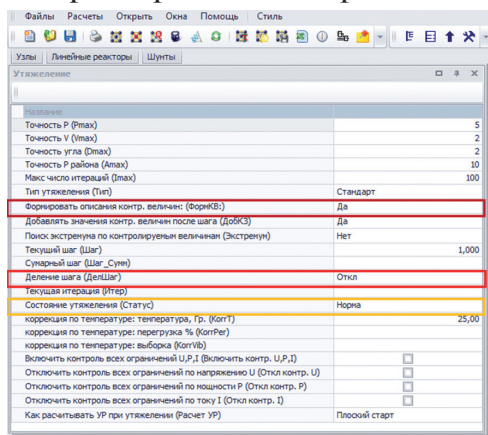


Рис. 35. Утяжеление электроэнергетического режима

Помимо различных видов хода утяжеления существуют два разных способа задания траектории утяжеления: «Приращения_Узлы» и «Приращения_Районы» (рис. 36). При использовании таблицы «Приращения_Узлы» задаются параметры приращений генерации/нагрузки для конкретного узла, в ином случае задаются параметры приращений генерации/нагрузки для района — группе узлов расчетной модели.

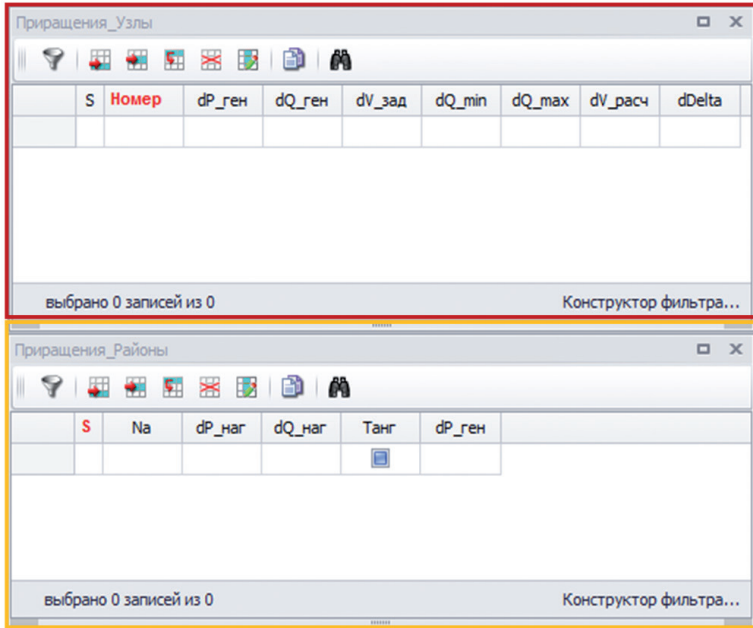


Рис. 36. Утяжеление электроэнергетического режима

Для расчета предельных по статической аperiodической устойчивости электроэнергетических режимов достаточно применения автоматического хода утяжеления, при этом данный способ является недостаточным при определении всей области допустимых режимов работы энергосистемы. Применение ручного способа утяжеления позволяет осуществлять точный контроль допустимых токовых нагрузок ЛЭП, уровней напряжения в электрической сети.

Для визуального контроля необходимых для определения области допустимых режимов работы энергосистемы электрических параметров существует градиентная подсветка элементов схемы (рис. 37).

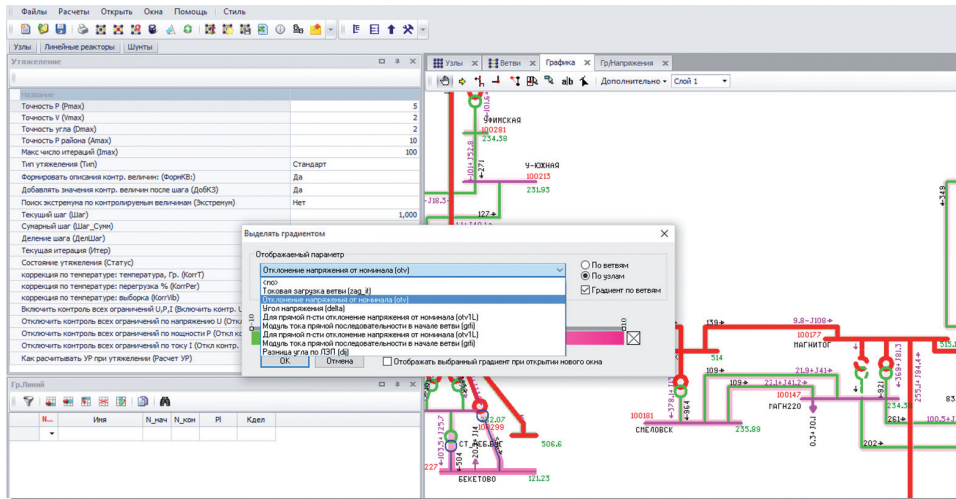


Рис. 37. Настройка градиентной подсветки элементов схемы

Как было сказано ранее, одним из основных инструментов анализа статической аperiodической устойчивости энергосистемы является анализ перетоков мощности по линиям электропередачи в сечениях энергосистем. Существует несколько способов задания сечений в ПК *RastrWin3*:

- ввод через табличный интерфейс (требуется ввод номера сечения, номеров начала/конца ЛЭП, входящих в сечение);
- ввод с графики (требуется ввод номера сечения).

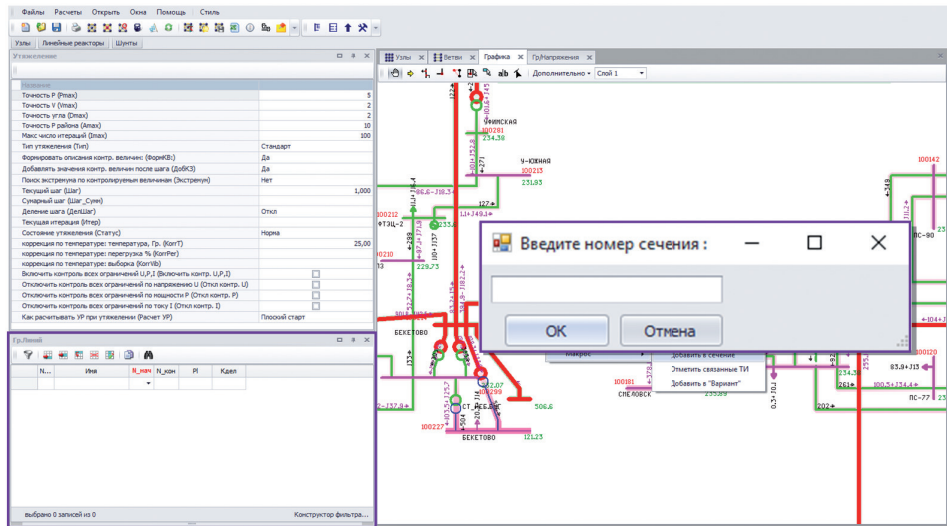


Рис. 38. Способы задания сечений

Поиск ОС должен производиться путем утяжеления режима в соответствии с выбранными траекториями утяжеления, представляющими собой приращения мощности электростанций и нагрузок в различных частях энергосистемы.

Траектории утяжеления должны быть выбраны таким образом, чтобы *создать направленное увеличение перетоков активной мощности* в исследуемой части электрической сети в соответствии со следующим основным принципом: чем дальше станция от исследуемой части сети, тем раньше данная станция привлекается к утяжелению режима.

В первую очередь к утяжелению должны привлекаться станции, наиболее удаленные от исследуемой части сети. Утяжеление выполняется за счет электростанций, имеющих резерв на загрузку и разгрузку, находящихся вблизи от исследуемой части сети

Для визуального анализа, полученного ОС, можно настроить градиентную подсветку ветвей по параметру «dDelta (dij)» (разности углов по концам ветви) или воспользоваться встроенной функцией «Анализ утяжеления», которая автоматически формирует ОС в таблице «Гр.Линий».

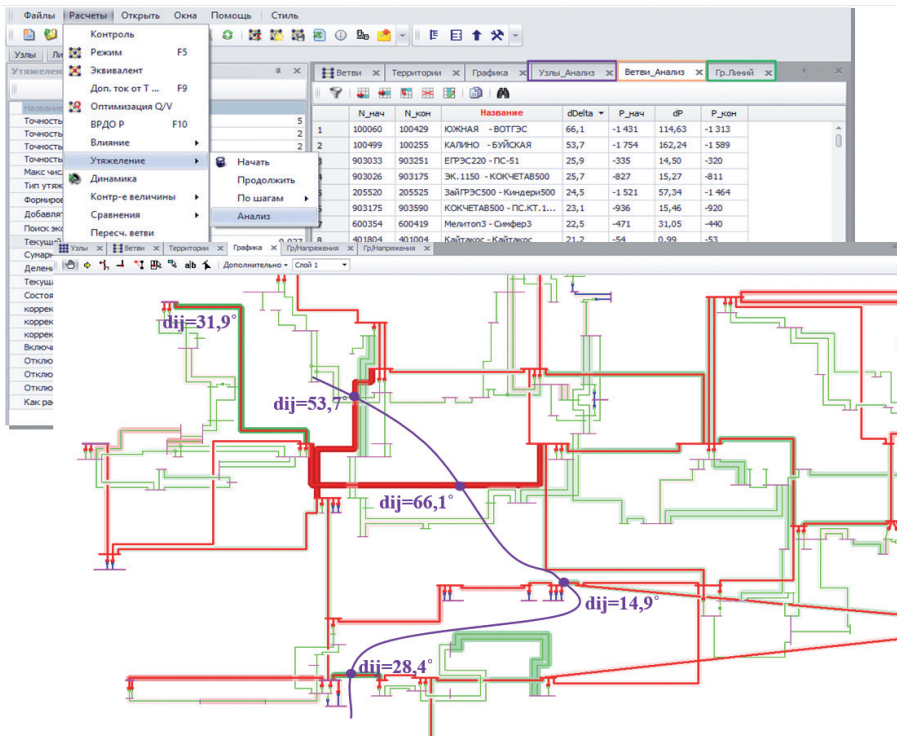


Рис. 39. Просмотр результатов утяжеления

После определения направления утяжеления траекторию, возможно, потребуется корректировать для получения минимальной величины предельного по статической аperiodической устойчивости перетока активной мощности в ОС. Данная корректировка обязательна для учета неблагоприятного перераспределения активной мощности в опасном сечении. Неблагоприятное перераспределение обусловлено неравномерной загрузкой ЛЭП, входящих в ОС, что характерно для электрических режимов в сети высокого и сверхвысокого напряжения. На рис. 40 проиллюстрировано влияние состава ВИР, моделирующего неравномерное распределение активной мощности по ЛЭП ОС, на величину предельного перетока активной мощности по статической аperiodической устойчивости в ОС.

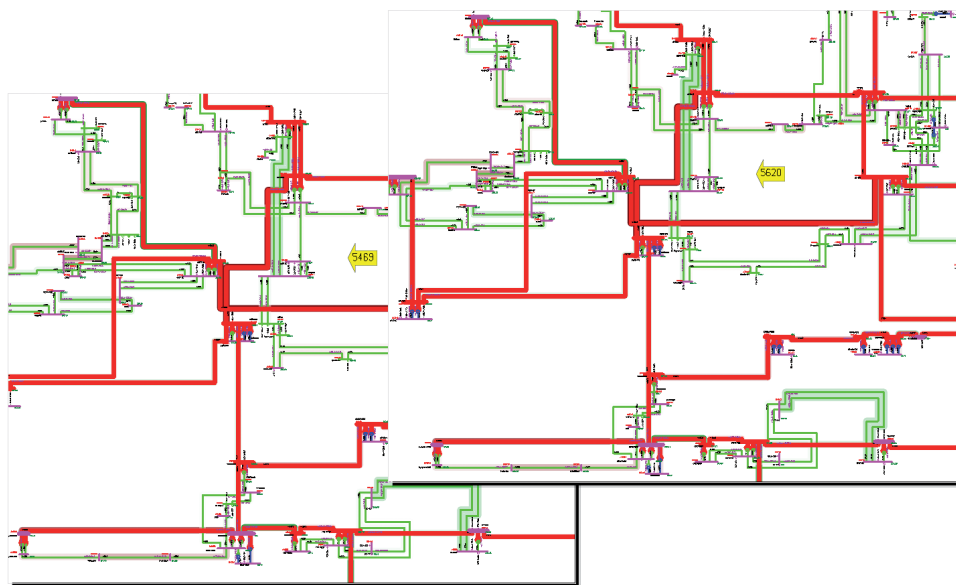


Рис. 40. Влияние ВИР на величину предельного по статической аperiodической устойчивости перетока активной мощности в ОС

При утяжелении режима следует учитывать ограничения электростанций по располагаемой вырабатываемой мощности электростанций и технологическому минимуму генераторов. Если в ходе утяжеления выдача мощности какой-нибудь электростанции достигла располагаемой, такая станция исключается, и утяжеление продолжается без ее участия. При этом для соблюдения сбалансированности траектории утяжеления она должна быть скорректирована. Если генераторы ка-

кой-либо электростанции достигнут своего технологического минимума, то один из генераторов необходимо отключить. Отключение генератора при этом должно балансироваться за счет электростанций, участвующих в утяжелении.

В процессе утяжеления режима могут возникать просадки напряжения в узлах сети 110–500 кВ и токовые перегрузки в прилегающей сети 110–220 кВ. В таких случаях следует учитывать действия существующих локальных устройств ПА (АОСН, АОПО), а также возможность оперативного деления сети.

Действия устройств АОСН чаще всего направлены на изменение состава СКРМ и отключение нагрузки. Действия устройств АОПО может быть направлено на деление транзитов, отключение перегруженных элементов, на ОГ и ОН. В процессе утяжеления возможно расхождение итерационного процесса из-за недопустимого снижения в «отдаленных» узлах низкого напряжения или токовой перегрузки транзитов 110–220 кВ, при этом разворот углов в узлах, принадлежащих разным половинкам траектории утяжеления, может не достигать максимальных величин. В таких ситуациях системообразующая сеть 500 кВ оказывается недогруженной, что может приводить к занижению предела в сечении либо к определению ошибочного ОС. Поэтому в таких случаях необходимо отключать нагрузку в тех узлах 110 кВ, где произошла просадка напряжения, или размыкать перегружающиеся транзиты 110–220 кВ и производить дальнейшее утяжеление режим в соответствии с принятой траекторией.

После получения опасного сечения выбирается контролируемое сечение. *Контролируемое сечение* — один или несколько элементов одной или нескольких связей, перетоки мощности в которых контролируются и/или регулируются диспетчером соответствующего диспетчерского центра, и максимально допустимые перетоки в которых заданы соответствующим диспетчерским центром [1, 2]. Как правило, опасное сечение, найденное при исследовании статической апериодической устойчивости, назначается контролируемым. При этом контролируемые назначаются не только сечения, характеризующие статическую апериодическую устойчивость — это могут быть сечения, обеспечивающие нормативные запасы по напряжению, учитывающие длительно допустимую токовую нагрузку в нормальной (ремонтной) схеме, аварийно допустимую токовую нагрузку в послеаварийном режиме, а также характеризующиеся динамической устойчивостью генерирующего

оборудования энергосистемы. Также возможны комбинации вышеперечисленных критериев в одном контролируемом сечении.

2.2. Допустимые перетоки активной мощности в контролируемых сечениях

Определение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении производится в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2003 № 277.

Для пошагового ознакомления с процессом определения допустимого перетока в контролируемом сечении рассмотрим опасное сечение, найденное по траектории утяжеления, характеризующей реальное распределение мощности в электрической сети ОЭС Урала. Выбранная траектория характеризует избыток мощности юго-восточной части ОЭС Урала, в которую входят такие энергосистемы, как Тюменская, Свердловская, Пермская, Челябинская и Оренбургская. Это следует учесть при расчете режимов западной части ЕЭС России (рис. 41). Будет использовано узловое приращение (отрицательное или положительное) мощности крупных источников генерации. При этом в расчетной модели заданы P/Q для каждой единицы генерирующего оборудования, а также использованы стандартные статические характеристики нагрузки для узлов 110–220 кВ.

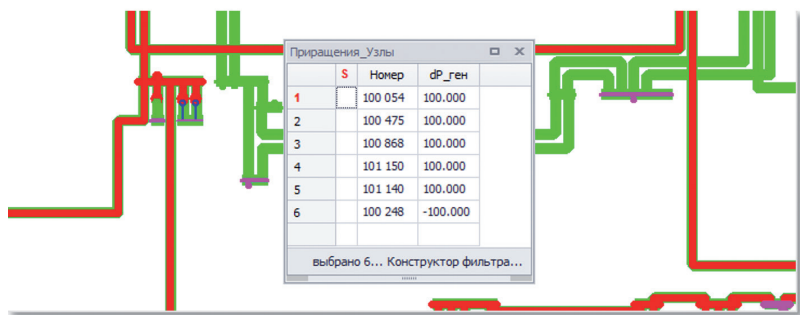


Рис. 41. Траектория утяжеления «Избыток Юго-Востока»

После автоматического утяжеления получено опасное сечение следующего состава:

- ВЛ 500 кВ Калино — Буйская;
- ВЛ 500 кВ Южная — Воткинская ГЭС;

- ВЛ 500 кВ Челябинская — Златоуст;
- ВЛ 500 кВ Бекетово — Смеловская,

Данное сечение является полным и принимается для дальнейшего рассмотрения. Последовательность действий в процессе определения допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении предлагается принять в соответствии с предложенной ранее блок-схемой (см. рис. 26–30) с фиксацией каждого расчетного значения в единую таблицу установленного формата, приведенную в приложении 1.

Действие 1. Определение величины нерегулярных колебаний в рассматриваемом сечении.

Для корректного определения данной величины необходима информация по потреблению объединенных энергосистем ЕЭС России. Так, с западной стороны рассматриваемого сечения расположены:

- ОЭС Центра — 35000 МВт;
- ОЭС Юга — 14000 МВт;
- ОЭС Средней Волги — 17000 МВт;
- ОЭС Северо-Запада — 14000 МВт;
- энергосистема Республики Башкортостан — 4000 МВт;
- часть энергосистемы Челябинской области — 1000 МВт;
- энергосистема Кировской области — 1000 МВт;
- энергосистема Удмуртской Республики — 500 МВт.

С восточной стороны:

- ОЭС Сибири — 30000 МВт;
- ЕЭС Казахстана — 30000 МВт;
- энергосистема Пермского края — 3000 МВт;
- часть энергосистемы Челябинской области — 3000 МВт.
- энергосистема Свердловской и Курганской областей — 7000 МВт;
- энергосистема Оренбургской области — 2000 МВт;
- энергосистема Тюменской области — 10000 МВт.

После выполнения расчета по формуле (23), величина нерегулярных колебаний составила 300 МВт.

Действие 2. Определение допустимого перетока, соответствующего нормативным запасам мощности по статической апериодической устойчивости электрического режима для нормальной схемы электрической сети.

При утяжелении величина предельного по статической апериодической устойчивости составила 5446 МВт (рис. 42).

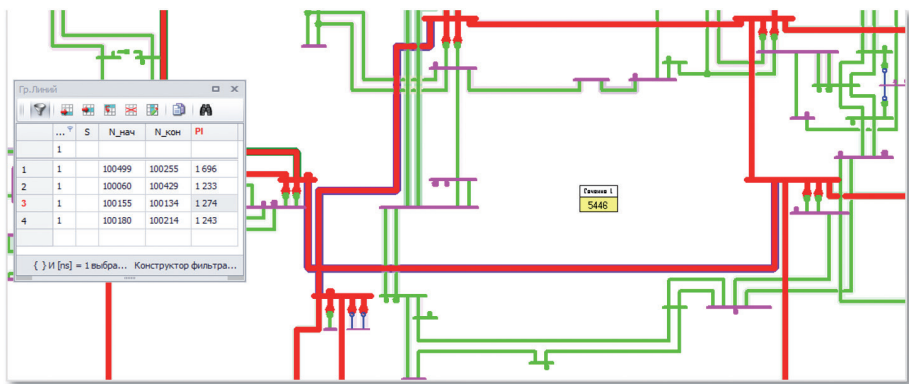


Рис. 42. Предельный по статической аperiodической устойчивости переток активной мощности в КС «Сечение 1» в нормальной схеме

В соответствии с формулами (26) и (37) производится расчет величины $P_{доп1} = 4056,8$ МВт, соответствующей 20 % коэффициенту запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности, и $P_{доп2} = 4710,3$ МВт, соответствующей 8 % коэффициенту запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности (табл. 4).

Таблица 4

Допустимый переток активной мощности в исходной схеме по критерию статической аperiodической устойчивости

Схема сети	Допустимый переток в исходной схеме по критерию статической устойчивости		
	Предельный переток по статической устойчивости ($P_{пр}$), МВт	$P_{пр} \times 0,8 - \Delta P_{нк}$, МВт	$P_{пр} \times 0,92 - \Delta P_{нк}$, МВт
Нормальная схема	5446,0	4056,8	4710,3

Действие 3. Определение допустимого перетока мощности, соответствующего нормативным запасам по напряжению для нормальной схемы электрической сети.

Для получения величины перетока мощности в КС, соответствующего нормативным запасам по напряжению в узлах нагрузки, требуется применение пошагового утяжеления. Результат может быть получен при утяжелении исходного электрического режима в прямом

направлении или при утяжелении предельного электрического режима в обратном направлении до получения перетока активной мощности в КС «Сечение 1», соответствующего 15 % и 10 % запасу по напряжению в узлах нагрузки.

Для рассматриваемого сечения данный критерий неактуален.

Действие 4. Определение допустимого перетока, соответствующего нормативным запасам мощности по статической аperiodической устойчивости в послеаварийном электрическом режиме.

При отключенной ВЛ 500 кВ Калино — Буйская величина предельного по статической аperiodической устойчивости составила 4082 МВт (рис. 43).

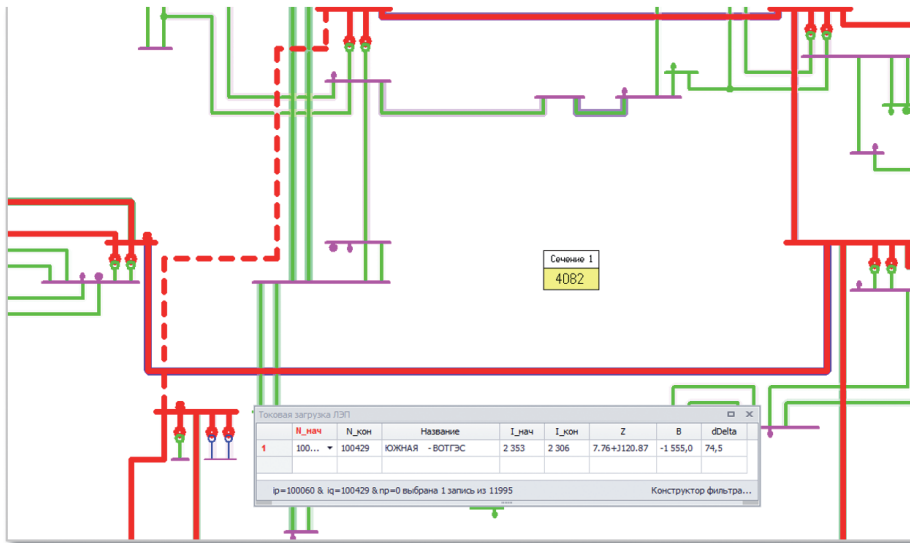


Рис. 43. Предельный по статической аperiodической устойчивости переток активной мощности в КС «Сечение 1» в послеаварийном режиме после нормативного отключения ВЛ 500 кВ Калино — Буйская

В соответствии с формулой (31) производится расчет величины $P_{п/ав} = 3755,4$ МВт, соответствующей 8 % коэффициенту запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в послеаварийном режиме.

Для получения доаварийного перетока мощности в контролируемом сечении необходимо снизить переток в контролируемом сечении до величины, соответствующей 8 % коэффициенту запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в послеаварий-

ном режиме, а затем произвести включение отключенного сетевого элемента (в данном случае — ВЛ 500 кВ Калино — Буйская) (рис. 44).

В соответствии с формулой (30) производится расчет величины $P_{доп6} = 3788$ МВт. Результаты записываются в табл. 5.

Таблица 5

Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию статической устойчивости

Схема сети	Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию статической устойчивости				
	Нормативное аварийное возмущение	Предельный переток по статической устойчивости ($P_{пр п/ав}$), МВт	$P_{пр п/ав} \cdot 0,92$, МВт	$P_{д/ав} (P_{п/ав})$, МВт	$P_{д/ав} (P_{п/ав}) - \Delta P_{нк}$, МВт
Нормальная схема	ВЛ 500 кВ Калино — Буйская	4082	3755,44	4088	3788

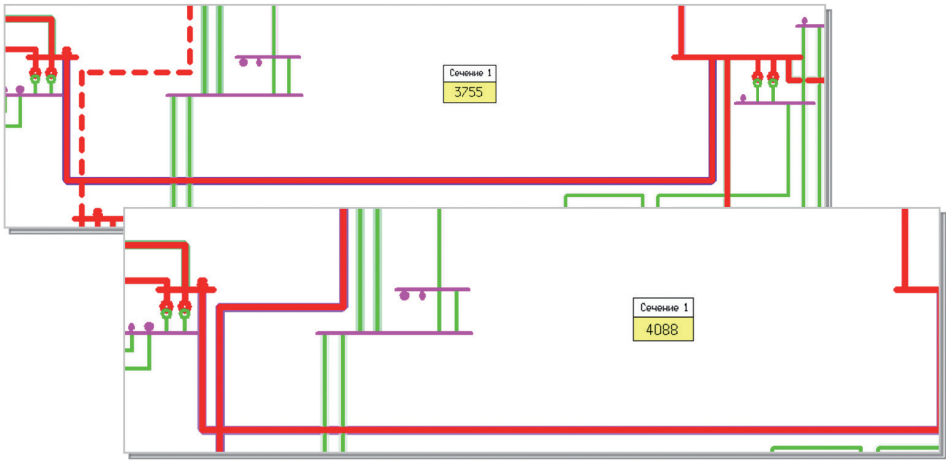


Рис. 44. Доаварийный переток мощности в КС «Сечение 1», соответствующий 8 % коэффициенту запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в послеаварийном режиме после отключения ВЛ 500 кВ Калино — Буйская

Действие 5. Определение допустимого перетока мощности, соответствующего нормативным запасам по напряжению в послеаварийном электрическом режиме.

В соответствии с формулой (32) производится расчет величины, соответствующей 10 % коэффициенту запаса по напряжению в узлах нагрузки в послеаварийном режиме.

Для получения доаварийного перетока мощности в контролируемом сечении, необходимо снизить переток в контролируемом сечении до величины соответствующей 10 % коэффициенту запаса по напряжению в послеаварийном режиме и затем произвести включение отключенного сетевого элемента, в данном случае ВЛ 500 кВ Калино — Буйская.

Для рассматриваемого сечения данный критерий неактуален.

Действие 6. Определение допустимого перетока мощности, соответствующего аварийно допустимой токовой нагрузки электросетевого оборудования в послеаварийном режиме.

Для получения доаварийного перетока мощности в контролируемом сечении необходимо снизить переток в контролируемом сечении до величины соответствующей аварийно допустимой токовой нагрузки ЛЭП и затем произвести включение отключенного сетевого элемента, в данном случае — ВЛ 500 кВ Калино — Буйская (рис. 45).

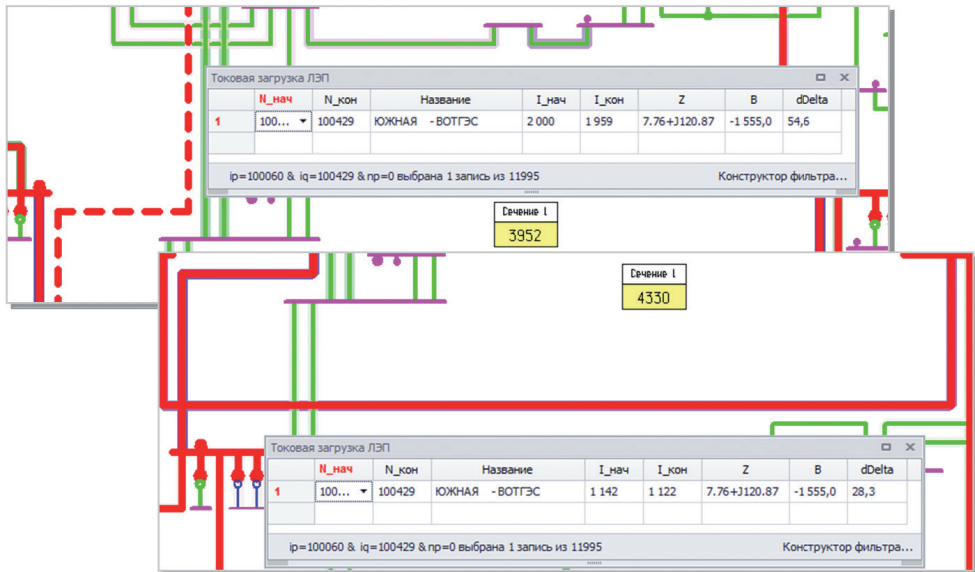


Рис. 45. Доаварийный переток мощности в КС «Сечение 1», соответствующий аварийно допустимой токовой нагрузке ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС — Южная в послеаварийном режиме после отключения ВЛ 500 кВ Калино — Буйская

В соответствии с формулой (34) производится расчет величины $P_{\text{доп8}} = 4030$ МВт. Результаты записываются в таблицу 6.

Таблица 6

**Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме
по критерию токовой загрузки**

Схема сети	Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию токовой загрузки				
	Норматив- ное аварийное возмущение	Переток в ПАР ($P_{\text{п/ар ток}}$) МВт	$P_{\text{д/ав}}$ ток — $\Delta P_{\text{нк}}$, МВт	Перегружа- емый элемент	Величи- на ава- рийно допусти- мой на- грузки, А
Нормаль- ная схема	ВЛ 500 кВ Ка- лино — Буй- ская	3952	4030	ВЛ 500 кВ Воткин- ская ГЭС — Южная	2000

Действие 7. Учет ПА при определении допустимых перетоков.

При проведении утяжеления электроэнергетического режима могут возникнуть значительные перегрузки сетевого оборудования низкого класса напряжения (110–220 кВ), снижение напряжения в контрольных пунктах ниже минимально или аварийно допустимых уровней в послеаварийных электрических режимах после нормативных возмущений. Для исключения влияния сети 110–220 кВ на величины допустимых перетоков мощности в контролируемых сечениях электрической сети 500 кВ при наличии локальных устройств ПА (прил. 2) или возможности применения оперативных схемно-режимных мероприятий требуется моделирование их действий.

После моделирования нормативного возмущения (отключение ВЛ 500 кВ Калино — Буйская) требуется:

- произвести утяжеление электрического режима;
- зафиксировать предельный по статической аperiodической устойчивости переток активной мощности в КС «Сечение 1»;

- произвести расчеты по формулам (31), (32), (34);
- установить соответствующий переток активной мощности в КС «Сечение 1»;
- при наличии условий для работы локальных устройств ПА смоделировать их действие, связанное с отключением перегружаемого сетевого элемента или изменением состояния УКРМ;
- произвести повторное утяжеление электрического режима;
- произвести расчеты по формулам (31), (32), (34);
- установить соответствующий переток активной мощности в КС «Сечение 1»;
- произвести включение ВЛ 500 кВ Калино — Буйская, а также отключенных сетевых элементов;
- установить доаварийное состояние УКРМ.

В том случае, если устройство ПА в послеаварийном режиме действует на ОГ (ОН), необходимо определять *защищаемый диапазон* изменения допустимого перетока в контролируемом сечении. Требуется:

- определить граничную величину МДП без ПА и соответствующий ей критерий определения, при котором параметры послеаварийного электрического режима находятся в допустимых пределах, а для устройства ПА отсутствуют условия срабатывания по данному критерию;
- определить объем управляющих воздействий устройства ПА, обеспечивающего условия послеаварийного электрического режима по определяющему критерию;
- выполнить сложение МДП без ПА и объема УВ ($P_{\text{доп6-9}}$).

Действие 8. Определение величин МДП и АДП.

Для определения итоговых величин МДП и АДП необходимо провести расчет, аналогичный действиям 4–7 для нормативных возмущений отключения ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС — Южная, ВЛ 500 кВ Челябинская — Златоуст и ВЛ 500 кВ Бекетово — Смеловская. Результаты зафиксировать в итоговую таблицу (прил. 1).

По критериям послеаварийного режима определяется наименьшая величина из всех рассмотренных нормативных возмущений (табл. 7).

Таблица 7

**Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме
для рассмотренных нормативных возмущений**

Схема сети	Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по кри- терию статической устойчивости					Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию токовой загрузки			
	Нормативное аварийное возмущение	Пред. переток по статической устойчивости ($P_{пр п/ав}$), МВт	$P_{пр п/ав} \cdot 0,92$, МВт	$P_{д/ав} (P_{п/ав})$, МВт	$P_{д/ав} (P_{п/ав}) - \Delta P_{нк}$, МВт	Переток в послеаварийной схе- ме ($P_{п/ар ток}$) МВт	$P_{д/ав ток} - \Delta P_{нк}$, МВт	Перегружаемый элемент	Величина аварийно допусти- мой нагрузки, А
Нор- мальная схема	ВЛ 500 кВ Калино — Буйская	4082	3755	4088	3788	3952	4030	ВЛ 500 кВ Воткин- ская ГЭС — Южная	2000
	ВЛ 500 кВ Южная — Воткин- ская ГЭС	4495	4135	4279	3979	3482	3258	ВЛ 500 кВ Калино — Буйская	2000
	ВЛ 500 кВ Челябин- ская — Златоуст	4588	4220	4541	4241	3870	3852	ВЛ 500 кВ Калино — Буйская	2000
	ВЛ 500 кВ Бекето- во — Сме- ловская	4616	4246	4407	4107	4007	3872	ВЛ 500 кВ Калино — Буйская	2000

Также определяется наименьшая величина для исходной схемы (табл. 8).

В результате для нормальной схемы величины допустимых перетоков запишем в табл. 9.

Таблица 8

Длительно допустимый переток в исходной схеме

Схема сети	Допустимый переток в исходной схеме по критерию статической устойчивости			Длительно допустимый переток по критерию токовой загрузки в исходной схеме			
	Предельный переток по статической устойчивости ($P_{пр}$), МВт	$R_{пр} \cdot 0,8 - \Delta P_{нк}$, МВт	$R_{пр} \cdot 0,92 - \Delta P_{нк}$, МВт	Переток в МВт	$R_{ток} - \Delta P_{нк}$, МВт	Перегружаемый элемент	Величина аварийно допустимой нагрузки, А
Нормальная схема	5446	4056	4710	5124	4824	ВЛ 500 кВ Калино — Буйская	2000

Таблица 9

Допустимые перетоки в КС «Сечение 1»

Схема сети	Максимально допустимый переток, МВт		Аварийно допустимый переток, МВт	Критерий определения МДП без ПА	Критерий определения МДП с ПА	Критерий определения АДП
	МДП без ПА	МДП с ПА*				
Нормальная схема	3200	3200+УВ ≤ 4000	4700	АДТН ВЛ 500 кВ Калино — Буйская в ПАР ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС — Емелино	20 % Р исходная схема	8 % Р исходная схема

Примечание: «*» — ПА, обеспечивающая допустимую токовую нагрузку в ВЛ 500 кВ 500 кВ Калино — Буйская в ПАР.

Далее производятся аналогичные расчеты (действия 1–8) для всех ремонтных схем, влияющих на величину допустимого перетока активной мощности в рассмотренном сечении.

Контрольные вопросы ко второй главе

1. Относительно каких величин определяется допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении по критерию обеспечения токовой нагрузки сетевого оборудования в исходном и послеаварийном режимах?
2. Назовите последовательность операций при определении допустимого перетока по критериям, применимым к послеаварийному режиму.
3. Назовите последовательность действий при возникновении перегрузки по току ЛЭП 110–220 кВ, оборудованных устройствами АОПО, в послеаварийном режиме при определении допустимого перетока.

Библиографический список

1. СТО 59012820.29.240.007–2008. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем [Электронный ресурс]. — Режим доступа: www.so-ups.ru. — Загл. с экрана.

2. Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем СО 153–34.20.561–2003 : утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 289 : справочная правовая система Консультант Плюс (интернет-версия)[Электронный ресурс]. — Режим доступа: www.consultant.ru, свободный. — Загл. с экрана.

3. Методические указания по устойчивости энергосистем (СО 153–34.20.576–2003): утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2003 г. № 277 : справочная правовая система Консультант Плюс (интернет-версия) [Электронный ресурс]. — Режим доступа: www.consultant.ru, свободный. — Загл. с экрана.

4. Об электроэнергетике: Федер. закон [принят Гос. Думой 26.03.2003 № 35-ФЗ, ред. от 03.07.2016] : справочная правовая система Консультант Плюс (интернет-версия) [Электронный ресурс]. — Режим доступа: www.consultant.ru, свободный.

5. Программный комплекс InorXL. Поиск предельного режима в простейшей схеме [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.inorxl.com/learn.php>. — Загл. с экрана.

6. Хрущев, Ю. В. Электромеханические переходные процессы в электро-энергетических системах: учебное пособие / Ю. В. Хрущев,

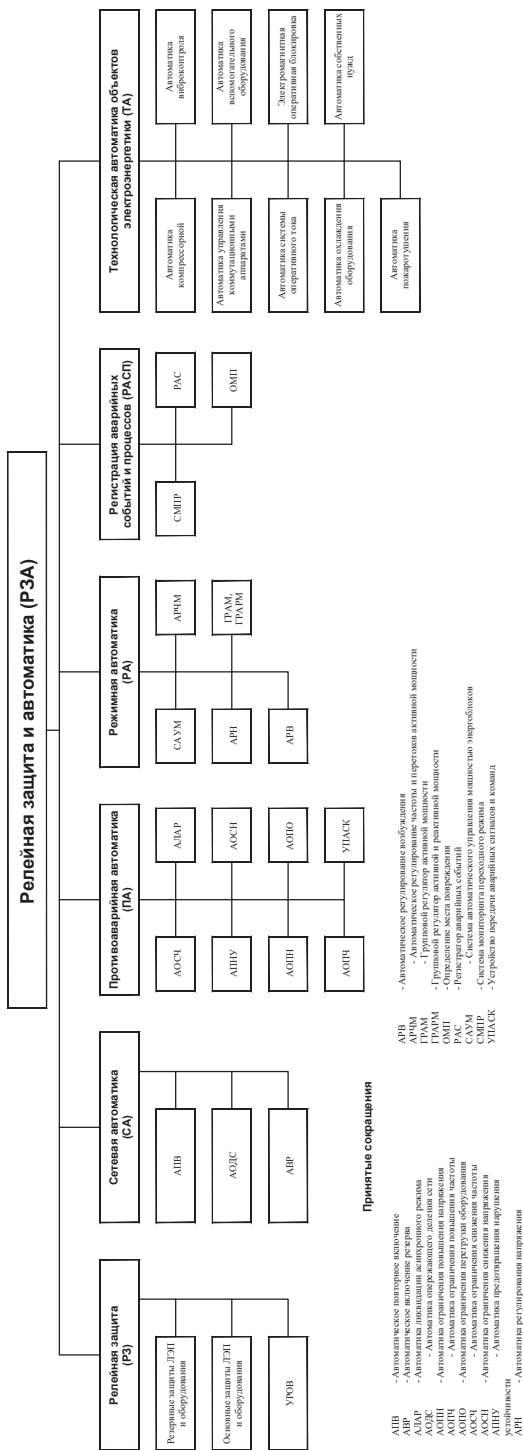
К. И. Заповодников, А. Ю. Юшков. — Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2012. — 160 с.

7. Методические указания по определению устойчивости энергосистем: утв. Министерством энергетики и электрификации СССР / Главное техническое управление по эксплуатации энергосистем. 1977 г. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: www.docs.cntd.ru/document/1200035338. — Загл. с экрана.

8. Руководство пользователя программного комплекса *RastrWin3* [Электронный ресурс]. — Режим доступа: www.rastrwin.ru. — Загл. с экрана.

9. СТО 59012820.29.020.002—2012 Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации : справочная правовая система Консультант Плюс (интернет-версия) [Электронный ресурс]. — Режим доступа: www.consultant.ru, свободный. — Загл. с экрана.

[illegible]



Принятые сокращения

- АПВ - Автоматическое повторное включение

АЛАР - Автоматическая ликвидация аварийного режима

АОДС - Автоматика опережающего действия сети

АОПЧ - Автоматика ограничения мощности частоты

АОПН - Автоматика ограничения нагрузки оборудования

АОПО - Автоматика ограничения мощности нагрузки

АОСН - Автоматика ограничения скорости нарастания

АОСЧ - Автоматика ограничения скорости нарастания

АРВ - Автоматическое регулирование возбуждения

АРЧ - Автоматическое регулирование частоты и перегрева активной мощности

АРЧМ - Автоматическое регулирование частоты и перегрева активной мощности

ГРАМ - Групповой регулятор активной и реактивной мощности

ГРАРМ - Групповой регулятор активной и реактивной мощности

ОМР - Определение места повреждения

ОМР - Определение места повреждения

САУМ - Система автоматического управления мощностью энергоблоков

СМРР - Система мониторинга перекрестного режима

УПАСК - Устройство передачи аварийных сигналов и команд

УРОВ - Автоматика регулирования напряжения

АПВ - Автоматическое повторное включение

АЛАР - Автоматическая ликвидация аварийного режима

АОДС - Автоматика опережающего действия сети

АОПЧ - Автоматика ограничения мощности частоты

АОПН - Автоматика ограничения нагрузки оборудования

АОПО - Автоматика ограничения мощности нагрузки

АОСН - Автоматика ограничения скорости нарастания

АОСЧ - Автоматика ограничения скорости нарастания

АРВ - Автоматическое регулирование возбуждения

АРЧ - Автоматическое регулирование частоты и перегрева активной мощности

АРЧМ - Автоматическое регулирование частоты и перегрева активной мощности

ГРАМ - Групповой регулятор активной и реактивной мощности

ГРАРМ - Групповой регулятор активной и реактивной мощности

ОМР - Определение места повреждения

ОМР - Определение места повреждения

САУМ - Система автоматического управления мощностью энергоблоков

СМРР - Система мониторинга перекрестного режима

УПАСК - Устройство передачи аварийных сигналов и команд

УРОВ - Автоматика регулирования напряжения

Классификация релейной защиты и автоматики [9]

Оглавление

Используемые сокращения	3
Термины и определения	5
Условные обозначения	9
Введение	11
ГЛАВА 1. Теоретические основы расчётов статической устойчивости	12
1.1. Задачи и организация диспетчерского управления энергосистем	12
1.2. Общие сведения и задачи расчёта статической устойчивости и критерии допустимости электрического режима.....	15
1.3. Предельный режим по статической устойчивости в простейшей схеме	23
1.4. Факторы, влияющие на предел передаваемой мощности: промежуточный отбор мощности, наличие устройств компенсации реактивной мощности	27
1.5. Анализ типовых схем электроэнергетических систем по условиям устойчивости и выявление характерных причин нарушения устойчивости	34

1.6. Траектории утяжеления режима и исходные данные для утяжеления: изменяемые параметры, контролируемые параметры, технологические ограничения энергосистемы.....	36
1.7. Поиск опасных сечений и определение предельных, аварийно и максимально допустимых перетоков	40
Контрольные вопросы к первой главе	41
 ГЛАВА 2. Практические приёмы расчётов статической апериодической устойчивости	57
2.1. Работа с программным компонентом <i>RastrWin3</i>	57
2.2. Допустимые перетоки активной мощности в контролируемых сечениях.....	68
Контрольные вопросы ко второй главе	78
 Библиографический список	79
 Приложение 1.....	81
Приложение 2.....	82

Учебное издание

Ерошенко Станислав Андреевич
Егоров Александр Олегович
Самойленко Владислав Олегович
Хальясмаа Александра Ильмаровна

РАСЧЕТЫ ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Редактор *М. А. Терновая*
Верстка *Е. В. Ровнушкиной*

Подписано в печать 13.02.2017. Формат 70×100 1/16.
Бумага писчая. Плоская печать. Усл. печ. л. 7,1.
Гарнитуры Newton, Inglobal.
Уч.-изд. л. 3,6. Тираж 50 экз. Заказ 50.

Издательство Уральского университета
Редакционно-издательский отдел ИПЦ УрФУ
620049, Екатеринбург, ул. С. Ковалевской, 5
Тел.: 8 (343) 375-48-25, 375-46-85, 374-19-41
E-mail: rio@urfu.ru

Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре УрФУ
620075, Екатеринбург, ул. Тургенева, 4
Тел.: 8 (343) 350-56-64, 350-90-13
Факс: 8 (343) 358-93-06
E-mail: press-urfu@mail.ru

Для заметок

Для заметок

